

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
316/2016/R/EEL**

**MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA
REVISIONE DELLA DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI
EFFETTIVI – INTERVENTI PRIORITARI**

Mercato di incidenza: energia elettrica

16 giugno 2016

Premessa

L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: l'Autorità) intende articolare la revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi di cui alla deliberazione 111/06 in due fasi, coerenti con le tempistiche del progetto di riforma del dispacciamento elettrico (RDE) avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel.

Il presente documento per la consultazione si raccorda con la prima fase del sopracitato progetto (RDE-1) illustrata nel documento per la consultazione 298/2016/R/eel. L'intento è riprendere la consultazione sul tema degli sbilanciamenti avviato con i documenti 368/2013/R/eel e 163/2015/R/eel, fissando i principi cardine che dovranno guidare la riforma organica degli sbilanciamenti a regime in coerenza con il dettato delle balancing guidelines in corso di predisposizione da parte della Commissione Europea e illustrando gli orientamenti dell'Autorità circa alcuni interventi prioritari di natura transitoria da introdurre nelle more della suddetta riforma organica.

In particolare, le misure illustrate nel presente documento, che riflettono gli approfondimenti compiuti dall'Autorità negli ultimi mesi anche sulla base delle evidenze emerse dal monitoraggio del mercato, intendono incentivare gli utenti del dispacciamento ad una programmazione delle immissioni e dei prelievi secondo i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza, nel contempo mitigando le sistematiche distorsioni che caratterizzano il meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti in forma scritta **entro e non oltre il 18 luglio 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
mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

1	<i>Introduzione</i>	4
2	<i>La disciplina degli sbilanciamenti effettivi: prezzi di sbilanciamento, criticità e principi cardine per la riforma.</i>	4
2.a	La disciplina vigente	4
2.b	Le criticità insite nella disciplina vigente	7
2.c	Le evidenze di mercato da gennaio 2015	13
2.d	I principi base per la riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti	15
3	<i>Il documento per la consultazione 163/2015/R/eel</i>	16
3.a	Osservazioni generali	17
3.b	Esclusione delle offerte per regolazione secondaria dal prezzo di sbilanciamento	18
3.c	Esclusione delle offerte accettate indipendentemente dallo sbilanciamento dal segno e dal prezzo di sbilanciamento.	18
3.d	Eliminazione del riferimento al prezzo zonale del mercato del giorno prima	20
3.e	Possibile estensione del dual pricing alle unità non abilitate	20
4	<i>Orientamenti finali</i>	21
4.a	Sbilanciamenti per le unità di consumo	22
4.b	Sbilanciamenti per unità di produzione non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.	29
4.c	Sbilanciamenti per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili	29
4.d	Regolazione secondaria e prezzi di sbilanciamento	30
4.e	Raccordo con la fase RDE-1 della riforma del dispacciamento elettrico	33
4.f	Decorrenza del nuovo meccanismo	34

1 Introduzione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione fornisce il quadro entro il quale l’Autorità agisce per riformare la disciplina degli sbilanciamenti sia in termini di riforma organica sia in termini di meccanismi transitori, focalizzando poi l’attenzione su quest’ultimo aspetto.
- 1.2 Il capitolo 2 offre una panoramica sulla vigente disciplina degli sbilanciamenti, illustrandone le principali criticità e presentando i principi cardine cui dovrà ispirarsi la riforma organica di tale materia che sarà oggetto di approfondimenti in successivi documenti. Nel capitolo 3 si riprendono le proposte illustrate nel documento per la consultazione 163/2015/R/eel in materia di revisione transitoria di breve termine della disciplina degli sbilanciamenti, dando conto delle osservazioni ricevute dagli operatori. Infine nel capitolo 4 si descrivono nel dettaglio gli orientamenti finali dell’Autorità in merito alla predetta revisione transitoria.

2 La disciplina degli sbilanciamenti effettivi: prezzi di sbilanciamento, criticità e principi cardine per la riforma.

2.a La disciplina vigente

- 2.1 La valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per le unità di produzione e consumo che partecipano al mercato dell’energia elettrica è disciplinata dagli articoli 39 e 40 dell’Allegato A alla deliberazione 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06). Essa è ispirata a due principi:
 - a) attribuire a ciascuna unità i costi che il sistema ha dovuto sostenere per compensare lo sbilanciamento da essa causato, dando un “corretto” segnale di prezzo sul valore dell’energia scambiata in tempo reale;
 - b) incentivare una programmazione da parte degli utenti del dispacciamento coerente con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza, disincentivando comportamenti che potrebbero rivelarsi nocivi per la sicurezza del sistema.
- 2.2 Dato il diverso contributo in termini di risorse per il servizio di dispacciamento, la valorizzazione degli sbilanciamenti è differente per le unità abilitate alla presentazione di offerte sul mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: unità abilitate o UAB, attualmente coincidenti con le sole unità di produzione¹) e per le unità non abilitate (di seguito: unità non abilitate o UNAB, attualmente

¹ L’Autorità nel documento per la consultazione 298/2016/R/eel relativo alla fase RDE-1 ha ipotizzato l’apertura del mercato dei servizi anche alle unità di produzione non rilevanti e alle unità di consumo.

coincidenti con le unità di consumo e unità di produzione che non soddisfano i requisiti minimi per la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento).

2.3 Per le unità abilitate vige un sistema cosiddetto di *dual pricing*, ovvero tale per cui il prezzo pagato (o ricevuto) dall'unità per il proprio sbilanciamento dipende sia dal segno complessivo dello sbilanciamento della macrozona in cui l'unità si trova, sia dal segno dello sbilanciamento della singola unità, così come descritto nella tabella 1. Il periodo rilevante per gli sbilanciamenti è pari a 15 minuti (coerente con il sistema di *settlement* del mercato per il servizio di dispacciamento cui partecipano queste unità).

TABELLA 1 – PREZZI DI SBILANCIAMENTO PER LE UNITÀ ABILITATE

	Sbilanciamento UAB positivo	Sbilanciamento UAB negativo
Sbilanciamento macrozonale positivo²	UAB riceve Min (P_{MGP} , min $P_{MB\downarrow}$)	UAB paga P_{MGP}
Sbilanciamento macrozonale negativo	UAB riceve P_{MGP}	UAB paga Max (P_{MGP} , max $P_{MB\uparrow}$)

Dove:

- i) lo sbilanciamento aggregato zonale è calcolato come somma, cambiata di segno, delle quantità accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento nella fase di programmazione (MSD ex-ante) e in tempo reale (MB) con riferimento ad un dato periodo rilevante;
- 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 abilitata riferito al medesimo periodo rilevante;
- iii) Min $P_{MB\downarrow}$ è il prezzo più basso fra quelli delle offerte di acquisto (offerte a scendere) accettate su MB nel medesimo periodo rilevante nella macrozona in cui è localizzata l'unità abilitata, includendo anche le offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria di frequenza;
- iv) max $P_{MB\uparrow}$ è il prezzo più alto fra quelli delle offerte di vendita (offerte a salire) accettate su MB nel medesimo periodo rilevante nella macrozona in cui è localizzata l'unità abilitata, includendo anche le offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria di frequenza).

2.4 Questo sistema attribuisce a ciascuna unità abilitata per il proprio sbilanciamento un costo superiore a quello effettivamente sostenuto per il bilanciamento del sistema (in quanto il prezzo è correlato al prezzo dell'offerta marginale e non al

² Lo sbilanciamento macrozonale è indicato come sbilanciamento aggregato zonale nella deliberazione 111/06

prezzo medio delle offerte accettate): l’Autorità ha, tuttavia, ritenuto di adottare tale sistema di valorizzazione per disincentivare le unità abilitate (che forniscono servizi preziosi per l’esercizio in sicurezza del sistema) dall’assumere comportamenti non coerenti con i propri programmi vincolanti come modificati dagli ordini di dispacciamento impartiti dal Gestore.

- 2.5 Per le unità non abilitate è applicato invece un meccanismo di tipo *single pricing* ovvero tale per cui il prezzo pagato (o ricevuto) dall’unità per il proprio sbilanciamento dipende esclusivamente dal segno complessivo dello sbilanciamento della macrozona in cui l’unità si trova, così come descritto nella tabella 2. Il periodo rilevante è pari a un’ora, coerente con il sistema di rilevazione delle misure delle immissioni e dei prelievi per queste unità.

TABELLA 2 – PREZZI DI SBILANCIAMENTO PER LE UNITÀ NON ABILITATE

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

Dove:

- i) $media P_{MB\downarrow}$ è pari alla media dei prezzi delle offerte di acquisto (offerte a scendere) accettate su MB nel medesimo periodo rilevante nella macrozona in cui è localizzata l’unità non abilitata, ponderata per le relative quantità, includendo anche le offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria di frequenza;
 - ii) $media P_{MB\uparrow}$ è pari alla media dei prezzi delle offerte di vendita (offerte a salire) accettate su MB nel medesimo periodo rilevante nella macrozona in cui è localizzata l’unità non abilitata, ponderata per le relative quantità, includendo anche le offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria di frequenza.
- 2.6 Questo meccanismo attribuisce a ciascuna unità il costo effettivo sostenuto dal sistema per il bilanciamento (si utilizzano i prezzi medi e non i prezzi marginali) e, contemporaneamente, intende non penalizzare comportamenti delle unità discordi rispetto al segno aggregato zonale in quanto potenzialmente benefici per l’esercizio in sicurezza del sistema elettrico.
- 2.7 Le unità di produzione non abilitate alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in alternativa al meccanismo standard, possono optare per un regime specifico introdotto con la deliberazione 522/2014/R/eel basato su bande

differenziate per fonte³ con valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi interni alla banda a prezzo zonale con applicazione di una componente perequativa zonale; gli sbilanciamenti eccedenti la banda continuano, invece, ad essere regolati con i prezzi della disciplina standard.

2.8 Le macrozone rilevanti ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento sono definite in modo statico. Esse erano quattro fino a ottobre 2014:

- a) macrozona Nord coincidente con la sola zona Nord⁴;
- a) macrozona Sardegna, coincidente con la sola zona Sardegna;
- b) macrozona Sicilia, coincidente con la zona Sicilia e il polo di produzione limitata di Priolo;
- c) macrozona Continente coincidente con l'insieme di tutte le altre zone di mercato, ivi inclusi i poli di produzione limitata e diverse da quelle estere.

Da novembre 2014, per effetto della deliberazione 525/14/R/eel, in attuazione delle disposizioni di cui al decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116⁵, le macrozone Sardegna, Sicilia e Continente sono state fuse nella macrozona Sud, lasciando pertanto due sole macrozone Nord e Sud.

2.b Le criticità insite nella disciplina vigente

2.9 Le risultanze delle analisi eseguite negli ultimi anni hanno evidenziato strategie di programmazione anomale non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento.

2.10 Due sono gli ambiti a cui è possibile ricondurre le criticità riscontrate:

- a) distorsioni sistematiche nella determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale legate ad una non corretta contabilizzazione degli scambi delle risorse di bilanciamento fra le diverse macrozone;
- b) presenza all'interno della medesima macrozona rilevante ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento di una pluralità di zone di mercato rilevanti ai fini

³ 49% per le unità di produzione rilevanti alimentate da fonte eolica; 31% per le unità di produzione rilevanti alimentate da fonte solare fotovoltaica; 8% per le unità di produzione rilevanti alimentate da fonte idrica ad acqua fluente e per gli aggregati di unità di produzione non rilevanti; 1,5% per le unità di produzione rilevanti alimentate da altre fonti rinnovabili non programmabili.

⁴ La macrozona Nord includeva anche i poli di produzione limitata di Turbigo-Roncovalgrande e Monfalcone fino alla loro eliminazione.

⁵ L'articolo 23, comma 3bis del decreto legge 91/14, come modificato in sede di conversione, recita all'ultimo capoverso "In attesa di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico procede entro sessanta giorni a rimuovere le macrozone Sicilia e Sardegna".

dei mercati dell'energia⁶ caratterizzate da un significativo differenziale di prezzo.

- 2.11 In entrambi gli ambiti diversi operatori sono stati incentivati a programmare in modo anomalo immissioni e prelievo al fine di trarne un beneficio economico con impatto sui meccanismi di formazione del prezzo sui mercati dell'energia e sugli oneri di dispacciamento a carico del sistema elettrico.

Distorsioni sul segno dello sbilanciamento aggregato zonale

- 2.12 Il meccanismo di calcolo del segno dello sbilanciamento zonale basato sulle movimentazioni del mercato per il servizio di dispacciamento è stato introdotto dall'Autorità con decorrenza 1 gennaio 2010 con la deliberazione ARG/elt 84/09. La nuova metodologia, nelle intenzioni del regolatore, avrebbe consentito:

- a) il calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale con buona precisione, al netto della valutazione dei contributi dovuti agli scambi di risorse di bilanciamento fra le differenti macrozone (di seguito: flussi di bilanciamento interzonali);
- b) la determinazione dei prezzi di sbilanciamento effettivo entro poche ore dal tempo reale;
- c) la determinazione di prezzi di sbilanciamento non soggetti a modifica a seguito di eventuali rettifiche di dati di misura successive al *settlement* mensile delle partite economiche inerenti l'erogazione del servizio di dispacciamento.

- 2.13 In particolare nel documento per la consultazione 38/08⁷ l'impatto dei flussi di bilanciamento interzonali sui transiti era stato ritenuto limitato e, pertanto, non in grado di influenzare in modo significativo il segno dello sbilanciamento aggregato stesso. In altre parole si assumeva che lo scambio di energia di bilanciamento fra le diverse macrozone (cosiddetto mutuo soccorso fra macrozone) fosse particolarmente contenuto e che per il bilanciamento di ciascuna macrozona Terna ricorresse quasi esclusivamente a risorse localizzate nella medesima macrozona.

- 2.14 L'esercizio del sistema elettrico degli ultimi anni ha, invece, evidenziato come i flussi di bilanciamento interzonali possono diventare particolarmente rilevanti ed influenzare in modo significativo le dinamiche del mercato dell'energia elettrica. Il box n. 1 chiarisce con un esempio il potenziale impatto di tali flussi.

⁶ Con la locuzione mercati dell'energia si intendono il mercato del giorno prima e il mercato infragiornaliero.

⁷ In questo documento la nuova metodologia di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale era stata consultata unitamente ai meccanismi di *settlement* delle rettifiche ai dati di misura.

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.

- 2.15 La mancata contabilizzazione dei flussi di bilanciamento interzonali ha mostrato le principali criticità a partire dal 2012 con riferimento all'interconnessione fra la macrozona Sardegna e la macrozona Continente. Terna tende, infatti, a esercire l'isola in esportazione verso il continente indipendentemente dagli effettivi esiti dei mercati dell'energia: ciò è ottenuto tramite l'accettazione di offerte a salire sul mercato per il servizio di dispacciamento, con modifica dei flussi sull'interconnessione. Il segno della macrozona Sardegna è risultato, quindi, strutturalmente negativo e ciò ha incentivato gli utenti del dispacciamento in prelievo ad una sovraprogrammazione nei mercati dell'energia. Per maggiori dettagli su questo aspetto si rinvia agli esiti dell'istruttoria conoscitiva pubblicati con la deliberazione 197/2013/R/eel.
- 2.16 Le anomalie sopracitate sono perdurate fino ad ottobre 2014. Da novembre 2014 la problematica è stata sterilizzata con la creazione di un'unica macrozona Sud attuata con la deliberazione 525/14/R/eel (i flussi di bilanciamento interzonali rimangono ora all'interno della stessa macrozona di bilanciamento).
- 2.17 Comportamenti analoghi a quelli occorsi in Sardegna si sono verificati anche con riferimento ad altre macrozone, soprattutto in presenza di segni dello sbilanciamento aggregato zonale facilmente prevedibili.

Differenti zone di mercato nella medesima macrozona di bilanciamento

- 2.18 La regolazione vigente per le unità non abilitate (*single pricing*) prevede la determinazione di un unico prezzo di sbilanciamento all'interno di ciascuna macrozona da applicare a ciascuna unità di produzione o consumo non abilitata localizzata nella medesima macrozona indipendentemente dall'effettiva zona di mercato⁸.
- 2.19 Questa situazione è fonte di possibili arbitraggi basati sulla differenza fra i prezzi zonal verificatisi sui mercati dell'energia nelle zone di mercato appartenenti alla stessa macrozona di bilanciamento, come descritto nell'esempio illustrato nel box n. 2.

⁸ In realtà in caso di sbilanciamento aggregato zonale positivo (negativo) il prezzo di sbilanciamento non può mai essere superiore (inferiore) al prezzo zonale. Nella pratica, tuttavia, questo confronto diventa rilevante solamente in un ridotto numero di ore all'anno.

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.

Analoga situazione potrebbe verificarsi anche con riferimento alle unità di consumo, per il tramite del corrispettivo di non arbitraggio⁹. Un utente del dispacciamento in 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 zionali di vendita¹⁰:

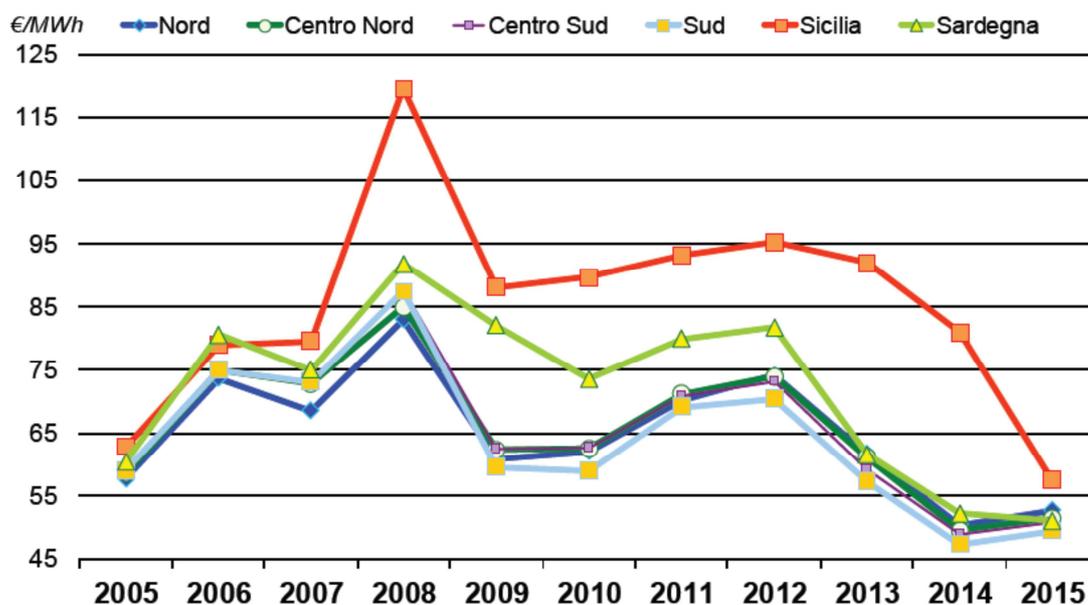
⁹ Tale corrispettivo, per quanto attiene gli sbilanciamenti, è pari al prodotto fra un corrispettivo unitario (differenza fra prezzo unico nazionale di valorizzazione delle offerte di acquisto e prezzo zonale di valorizzazione delle offerte di vendita nel mercato del giorno prima) e lo sbilanciamento effettivo 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.

¹⁰ Il risultato finale sarebbe comunque identico con qualsiasi valore del Prezzo Unico Nazionale.

- a) l'unità di consumo riferita alla zona A sbilancerebbe positivamente incassando il prezzo di sbilanciamento e il corrispettivo di non arbitraggio¹¹;
- b) l'unità di consumo riferita alla zona B sbilancerebbe negativamente pagando il prezzo di sbilanciamento, ma incassando anch'essa il corrispettivo di non arbitraggio¹².

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 zonali¹³.

2.20 Fino a ottobre 2014 la possibilità di arbitraggi fra i prezzi zonali all'interno della medesima macrozona era limitata alla sola macrozona Continente: il differenziale di prezzo fra le zone Centro-Nord, Centro-Sud e Sud era tuttavia ridotto come risulta dal grafico delle figure 1 e 2, quindi l'eventuale arbitraggio non portava a impatti significativi sull'andamento dei mercati.



¹¹ 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.

¹² 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.

¹³ Nell'ipotesi di sbilanciamenti perfettamente identici in valore assoluto, il vantaggio complessivo sarebbe esattamente pari alla differenza fra i due prezzi zonali.

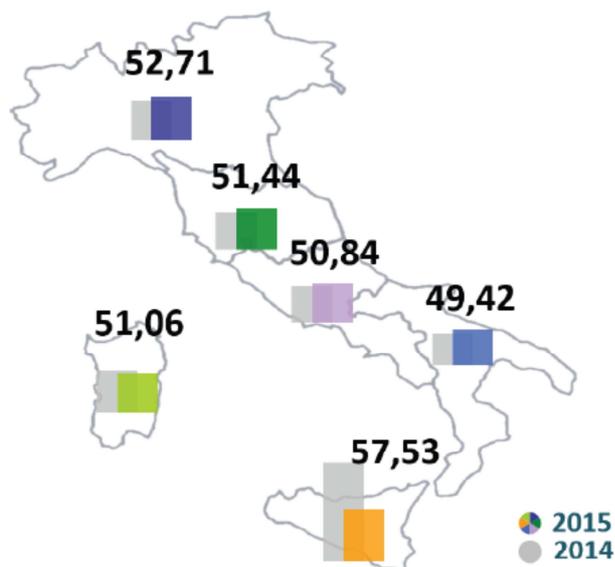


Figure 1 e 2 – Andamento dei prezzi zonali sul mercato del giorno prima (fonte: Newsletter Gennaio 2016 – GME)

2.21 Con il passaggio ad un'unica macrozona Sud si sono, invece, aperte possibilità di arbitraggio fra la zona Sicilia e le zone Sud, Centro Sud e Centro Nord, legate ai differenziali di prezzo zonale strutturali fra queste zone. In particolare la zona Sud è quella con il prezzo minore rispetto alle altre.

2.c Le evidenze di mercato da gennaio 2015

2.22 Tutti i dati numerici riportati nel presente paragrafo e nel prosieguo del documento sono basati su rielaborazioni condotte dall'Autorità su dati messi a disposizione da Terna nell'ambito del monitoraggio dei mercati elettrici.

2.23 La tabella 3 riporta i dati sullo sbilanciamento occorso nel periodo gennaio 2015 – febbraio 2016 nelle varie zone di mercato con riferimento alle unità di consumo: la percentuale è riferita al programma vincolante di prelievo risultante in esito ai mercati dell'energia e riferito a tutte le unità di consumo localizzate nella zona.

TABELLA 3 – SBILANCIAMENTI DELLE UNITÀ DI CONSUMO NEL PERIODO GENNAIO 2015 – FEBBRAIO 2016

Area di mercato	Sbilanciamento positivo	Sbilanciamento negativo
Nord	4,63%	5,32%
Centro Nord	6,95%	14,86%
Centro Sud	6,73%	8,71%
Sud	25,89%	3,76%
Sicilia	5,49%	17,31%
Sardegna	8,40%	5,77%

2.24 La tabella 4 riporta il dettaglio mensile degli sbilanciamenti per le zone che hanno evidenziato una percentuale di sbilanciamento superiore al 10%, unitamente all'indicazione dell'andamento del segno dello sbilanciamento aggregato zonale.

TABELLA 4 – SBILANCIAMENTI DELLE UNITÀ DI CONSUMO SU BASE MENSILE

Mese dell'anno	Macrozona Sud		Centro Nord		Sicilia		Sud	
	Segno positivo	Segno negativo	Sbil. positivo	Sbil. negativo	Sbil. positivo	Sbil. negativo	Sbil. positivo	Sbil. negativo
gennaio 2015	38,71%	61,29%	11,79%	3,54%	4,94%	15,39%	13,66%	3,92%
febbraio 2015	43,01%	56,99%	7,80%	8,09%	4,43%	16,99%	17,82%	2,96%
marzo 2015	60,30%	39,70%	6,51%	12,42%	4,80%	17,98%	21,74%	3,41%
aprile 2015	53,89%	46,11%	6,67%	12,90%	5,67%	17,92%	23,98%	3,14%
maggio 2015	64,92%	35,08%	5,38%	18,45%	4,98%	15,63%	29,63%	2,64%
giugno 2015	51,94%	48,06%	7,13%	15,78%	4,04%	22,98%	30,28%	2,64%
luglio 2015	30,38%	69,62%	6,05%	22,24%	4,74%	22,86%	27,31%	9,55%
agosto 2015	35,89%	64,11%	10,02%	13,01%	2,97%	22,22%	23,44%	6,22%
settembre 2015	47,36%	52,64%	8,11%	17,42%	3,48%	28,20%	32,70%	4,13%
ottobre 2015	62,68%	37,32%	7,89%	15,72%	4,86%	18,59%	33,19%	1,40%
novembre 2015	60,28%	39,72%	4,75%	20,38%	8,20%	12,99%	29,93%	2,31%
dicembre 2015	62,77%	37,23%	3,99%	17,54%	7,06%	8,90%	24,09%	2,94%
gennaio 2016	74,19%	25,81%	3,91%	20,89%	7,44%	11,72%	26,71%	3,77%
febbraio 2016	64,37%	35,63%	5,70%	12,33%	8,87%	11,88%	23,28%	2,28%

2.25 Dall'analisi dei dati emerge che:

- a) nella zona Centro Nord a gennaio 2015 gli utenti di dispacciamento in prelievo hanno privilegiato sbilanciamenti positivi, in presenza di un segno dello sbilanciamento aggregato zonale prevalentemente negativo (in oltre il 60% delle ore); questa situazione è da ascrivere ad una buona prevedibilità del

segno nella macrozona Sud, da ascrivere probabilmente alla non corretta contabilizzazione dei flussi di bilanciamento interzonali con la macrozona Nord;

b) nella zona Sud le unità di consumo hanno sbilanciato positivamente indipendentemente dall'andamento della macrozona; di contro nella zona Sicilia e nella zona Centro Nord (ad esclusione di gennaio 2015) si sono verificati sbilanciamenti prevalentemente negativi, anche in questo caso tendenzialmente indipendenti dall'andamento della macrozona; ciò è da ascrivere probabilmente ad arbitraggi fra i prezzi zonalì all'interno della macrozona Sud.

2.26 L'analisi dettagliata si è fermata a febbraio 2016; i mesi di marzo, aprile e maggio hanno comunque presentato criticità analoghe. A partire dal 28 maggio 2016 l'entrata in servizio del nuovo cavo Sorgente – Rizziconi ha portato all'allineamento dei prezzi zonalì fra zona Sud e zona Sicilia: di conseguenza si è ridotta la possibilità di arbitraggio fra i prezzi zonalì all'interno della macrozona Sud che risulta ora basata sul solo differenziale esistente fra la zona Centro Nord e le altre zone¹⁴.

2.d I principi base per la riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti

2.27 Stante le evidenze e le criticità illustrate nei paragrafi precedenti appare ineludibile una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti che, come già evidenziato in premessa, abbia come obiettivo principale risolvere il disallineamento fra i prezzi di bilanciamento e l'effettivo valore dell'energia scambiata in tempo reale.

2.28 La metodologia di calcolo basata su ambiti geografici macrozonalì definiti a priori in modo statico si è, infatti, rivelata inefficace nel fornire segnali di prezzi coerenti con il valore dell'energia scambiata in tempo reale: ciò è dovuto al fatto che Terna acquista e vende risorse di bilanciamento (da cui dipende il valore dell'energia in tempo reale) su base nodale, mentre gli sbilanciamenti sono regolati tramite prezzi differenziati per macrozona (o al più per zona).

2.29 Per risolvere la suddetta criticità e nel contempo disincentivare comportamenti da parte degli operatori finalizzati a trarre un beneficio dal sopracitato disallineamento, l'Autorità a regime intende superare il concetto di macrozona statica, indirizzando il sistema verso una valorizzazione degli sbilanciamenti su base nodale (coerente con l'ambito geografico di approvvigionamento delle risorse di bilanciamento sul mercato per il servizio di dispacciamento) o articolata su aree dinamiche con una corretta contabilizzazione, nell'ambito della

¹⁴ La zona Centro Sud risulta spesso allineata alla zona Sud in quanto la congestione strutturale si è prevalentemente spostata verso la sezione critica fra Centro Sud e Centro Nord.

determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale, dei flussi interzonali di bilanciamento.

- 2.30 A tal proposito nei prossimi mesi, tenendo conto di quanto segnalato dagli operatori nell'ambito del documento per la consultazione 368/2013/R/eel, l'Autorità intende avviare un monitoraggio sui prezzi nodali relativi all'energia movimentata sul mercato per il servizio di dispacciamento. Il monitoraggio potrebbe riguardare sia il periodo futuro sia uno storico di almeno 12 mesi e avrebbe come scopo primario valutare la significatività di tali prezzi come indicatori delle performance del mercato per il servizio di dispacciamento e come segnali sul valore dell'energia scambiata in tempo reale.
- 2.31 In ogni caso la riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti non potrà prescindere dalle indicazioni che saranno contenute nelle *balancing guidelines* in corso di predisposizione da parte della Commissione Europea e dal disegno che sarà assunto a regime dal mercato per il servizio di dispacciamento in esito al procedimento di riforma avviato con la deliberazione 395/2015/R/eel (RDE – Riforma Dispacciamento Elettrico).
- 2.32 Per tali motivi l'Autorità ritiene di poter rendere noti i propri orientamenti in materia nei primi mesi del 2017 (nella speranza di avere per tale data un quadro regolatorio europeo più consolidato), auspicando di poter approvare la nuova regolazione nel corso del medesimo anno, al fine di darne applicazione a partire dal 2019, previo aggiornamento del Codice di Rete da parte del Gestore. In parallelo, per completezza di trattazione, si ricorda che con la deliberazione 333/2015/R/eel è stato avviato uno specifico procedimento in materia di regolazione degli sbilanciamenti effettivi per gli anni 2012, 2013 e 2014, al fine di tutelare gli utenti del dispacciamento che avevano operato in conformità ai provvedimenti annullati in via definitiva dal Consiglio di Stato: a tale scopo sono stati pubblicati due distinti documenti per la consultazione (445/2015/R/eel e 623/2015/R/eel). A chiusura di tale procedimento l'Autorità intende definire a breve la regolazione da applicarsi per il periodo in questione anche in ragione della recente sentenza del Consiglio di Stato, 9 giugno 2016, n. 2457 di rigetto del ricorso di ottemperanza presentato da un operatore.

3 Il documento per la consultazione 163/2015/R/eel

- 3.1 Nelle more della riforma organica sopra richiamata appare comunque opportuno apportare dei correttivi transitori alla disciplina ad oggi vigente al fine di disincentivare comportamenti degli operatori non coerenti con i principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza, immanenti nel servizio di dispacciamento¹⁵. In tale ottica con il documento per la consultazione

¹⁵ Cfr sentenze Tar Lombardia n. 1660/2015 e 1895/2015

163/2015/R/eel l'Autorità ha già consultato - nelle more della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti delineata nel documento per la consultazione 368/2013/R/eel - delle misure finalizzate a correggere le distorsioni che caratterizzano il meccanismo in vigore per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento.

- 3.2 Nel documento per la consultazione 163/2015/R/eel l'Autorità aveva in particolare proposto tre condizioni:
- a) esclusione dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento dei prezzi relativi alle offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria;
 - b) esclusione dalla determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale e dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento delle movimentazioni disposte indipendentemente dallo sbilanciamento complessivo del sistema;
 - c) eliminazione del riferimento ai prezzi zonali del mercato del giorno prima per la determinazione dei prezzi di sbilanciamento;
- 3.3 In aggiunta, nel medesimo documento, l'Autorità aveva sottoposto a consultazione la possibilità di estendere il meccanismo *dual pricing* anche alle unità non abilitate qualora, a valle dell'implementazione delle condizioni sopra riportate, si fosse riscontrato il perdurare delle distorsioni nella determinazione dei prezzi di sbilanciamento.
- 3.4 Sono pervenute 29 risposte alla consultazione, di cui 18 da operatori del settore (fra utenti del dispacciamento in immissione e prelievo) e 9 da associazioni di categoria cui si sono aggiunti il contributo di Terna e di RSE.

3.a Osservazioni generali

- 3.5 A livello generale la quasi totalità delle risposte ha ribadito come fondamentali la stabilità e la certezza del quadro regolatorio, auspicando una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti a valle di una ampia riflessione con gli stakeholder rilevanti, da attuarsi a valle della pubblicazione delle *balancing guidelines* da parte della Commissione Europea.
- 3.6 La maggioranza degli utenti del dispacciamento in prelievo e delle relative associazioni di categoria ha poi espresso parere contrario ad un intervento transitorio quale quello delineato dall'Autorità, ritenendolo non coerente con le finalità della sentenza n. 1532 del Consiglio di Stato¹⁶ e non adeguatamente motivato.

¹⁶ Con tale sentenza sono state annullate, per difetto di motivazione sull'urgenza e difetto di consultazione, le deliberazioni 342/2012/R/eel e 285/2013/R/eel con le quali sono stati adottati dall'Autorità interventi urgenti in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento dovuti alla sistematica distorsione dei prezzi di sbilanciamento

- 3.7 I titolari di unità di produzione alimentate a fonti rinnovabili non programmabili hanno attribuito le criticità insite nella regolazione vigente all'assenza di una taglia massima di prelievo sulle unità di consumo.
- 3.8 I titolari di unità di produzione abilitate per lo più hanno concordato con l'opportunità di introdurre correttivi transitori alla vigente disciplina degli sbilanciamenti. Alcuni di questi utenti hanno anche segnalato l'opportunità di gestire i flussi di bilanciamento interzonali all'interno dell'algoritmo di determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale, concetto ripreso anche nel contributo fornito da RSE che ha altresì sottolineato come *“nell’ottica più ampia di revisione del MSD e della disciplina degli sbilanciamenti, meccanismi basati su prezzi marginali determinati [...] in maniera indipendente dal segno zonale possono essere valide alternative”* per superare le criticità insite in una metodologia basata su macrozone statiche.

3.b Esclusione delle offerte per regolazione secondaria dal prezzo di sbilanciamento

- 3.9 I titolari di unità di produzione abilitate sono favorevoli all'intervento; alcuni propenderebbero altresì per l'esclusione delle offerte accettate per regolazione secondaria anche dalla determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale.
- 3.10 Gli altri operatori sono contrari alla misura in quanto la regolazione secondaria è una delle risorse rilevanti per il bilanciamento del sistema e come tale essa deve essere considerata nella determinazione dei prezzi di bilanciamento come altresì suggerito anche da ACER nelle linee guida sul bilanciamento.
- 3.11 Terna ritiene fattibile l'intervento proposto dall'Autorità, pur sottolineando come la regolazione secondaria sia comunque una risorsa utile per il bilanciamento.
- 3.12 RSE, infine, ritiene *“condivisibile assimilare l'energia di sbilanciamento al solo servizio di riserva avente una dinamica temporale paragonabile al periodo rilevante su cui si misura lo sbilanciamento”*. Per le unità non abilitate, caratterizzate da un periodo rilevante pari a un'ora, l'unico servizio rilevante sarebbe quindi la riserva terziaria di sostituzione, di conseguenza sarebbe ragionevole escludere dalla valorizzazione degli sbilanciamenti per tali unità le offerte per regolazione secondaria. In alternativa si dovrebbe tenere conto nella determinazione dei prezzi di tutte le offerte accettate per regolazione secondaria nel periodo rilevante, ivi incluse quelle per servizio a scendere (salire) in presenza di sbilanciamento aggregato zonale positivo (negativo).

3.c Esclusione delle offerte accettate indipendentemente dallo sbilanciamento dal segno e dal prezzo di sbilanciamento.

- 3.13 L'Autorità al riguardo aveva ipotizzato due distinte soluzioni:

- a) un meccanismo di *accounting* basato sull'identificazione da parte di Terna dello scopo di ciascuna movimentazione disposta sul mercato per il servizio di dispacciamento, basato su regole affidabili;
 - b) l'esclusione di tutte le movimentazioni disposte nella fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento.
- 3.14 La maggioranza delle risposte pervenute ha condiviso il principio di esclusione delle offerte accettate in modo indipendente dallo sbilanciamento, ma ha espresso dubbi sull'effettiva efficacia delle soluzioni prospettate dal regolatore.
- 3.15 Per l'*accounting* (che ha comunque riscosso un parere sostanzialmente favorevole tranne limitate eccezioni) sono necessarie regole trasparenti che non lascino discrezionalità in capo al Gestore: i risultati devono essere chiari e replicabili dagli operatori. L'implementazione di una tale soluzione potrà avvenire solamente nel lungo termine, dopo aver compiuto tutti gli approfondimenti necessari.
- 3.16 Sull'esclusione delle movimentazioni disposte nella fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento, gli operatori si sono divisi: i titolari di unità abilitate si sono per lo più espressi favorevolmente, ritenendo la proposta una soluzione attuabile nel transitorio in attesa di un *accounting* efficace; gli altri operatori hanno invece evidenziato come le movimentazioni disposte nella fase di programmazione contribuiscano comunque al bilanciamento del sistema e come tali debbano essere considerate ai fini del segno; inoltre escludere le offerte relative alla fase di programmazione potrebbe portare alla mancata determinazione del prezzo di sbilanciamento in alcune ore con automatica applicazione del prezzo zonale occorso nel mercato del giorno prima.
- 3.17 Terna ha condiviso il principio generale ma ha evidenziato come *“l'utilizzo di un sistema di accounting renderebbe la determinazione del segno e del prezzo di sbilanciamento dipendente da un criterio convenzionale di prevalenza tra servizi”*; di contro l'esclusione delle movimentazioni relative alla fase di programmazione potrebbe portare a risultati non coerenti soprattutto sul continente.
- 3.18 RSE, infine, ha condiviso il principio generale di esclusione, considerando l'*accounting* un approccio valido purché con regole chiare e convenzionali. L'esclusione delle movimentazioni relative alla fase di programmazione potrebbe rappresentare un buon compromesso fra accuratezza e semplicità di gestione. I risultati, tuttavia, dipendono dalla ripartizione delle risorse attivate da Terna fra fase di programmazione e fase di bilanciamento in tempo reale. In particolare, con l'attuale assetto del mercato per il servizio di dispacciamento, uno sbilanciamento aggregato zonale basato sulle sole movimentazioni disposte nella fase di bilanciamento potrebbe risultare strutturalmente positivo (in quanto il Gestore tende a dispacciare più risorse in sede di programmazione ex-ante per poi attivare offerte a scendere in tempo reale). Analoga preoccupazione è stata altresì espressa anche da un utente del dispacciamento in immissione.

3.d Eliminazione del riferimento al prezzo zonale del mercato del giorno prima

- 3.19 La quasi totalità degli operatori e RSE hanno evidenziato come la soluzione abbia un impatto modesto sulla determinazione dei prezzi di sbilanciamento. Il riferimento al prezzo di mercato del giorno prima è, infatti, rilevante solamente in un numero ridotto di ore. Vi sono comunque operatori che suggeriscono di procedere con la misura e altri che sono contrari in quanto la ritengono fonte di potenziale distorsione, soprattutto qualora non si formasse un prezzo di sbilanciamento conseguentemente all'esclusione di alcune offerte in linea con le altre proposte avanzate dall'Autorità.
- 3.20 Terna ha ribadito il carattere marginale dell'intervento e ha evidenziato come l'implementazione nei sistemi di *settlement* possa richiedere tempi non trascurabili.

3.e Possibile estensione del dual pricing alle unità non abilitate

- 3.21 La maggioranza degli utenti del dispacciamento in prelievo è contraria all'intervento in quanto aggrava i costi di sbilanciamento per le unità di consumo portando ad ingiuste penalizzazioni. Per alcuni operatori il passaggio ai prezzi duali potrebbe essere accettabile solamente in presenza dell'abilitazione delle unità di consumo alla presentazione di offerte sul mercato per il servizio di dispacciamento. In ogni caso occorre considerare l'impatto sui contratti di fornitura in essere con i clienti finali: per tale motivo qualsiasi misura non potrà trovare implementazione prima dell'anno successivo a quello di adozione del provvedimento finale (o addirittura due anni dal momento che alcuni contratti per l'anno successivo sono già stati siglati).
- 3.22 Gli altri utenti del dispacciamento in immissione si sono divisi sul tema: alcuni condividono la proposta dell'Autorità, auspicando comunque forme di aggregazione più ampia rispetto a quelle attualmente vigenti, l'implementazione in tempi brevi della *gate closure* all'ora h-1 e del *continuous trading* e l'applicazione di un sistema duale basato sui prezzi medi e non sui prezzi marginali esteso anche alle unità abilitate, al fine di superare il meccanismo vigente basato sul prezzo marginale ritenuto eccessivamente penalizzante. Altri operatori hanno espresso il loro dissenso sul tema, preferendo, invece, accelerare la riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti; altri, infine, riterrebbero opportuno limitare l'intervento alle sole unità di consumo, mantenendo il *single pricing* per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in quanto l'applicazione dei prezzi duali a tali unità sarebbe contraria ai principi della sentenza n. 2936/2014¹⁷ con la quale il Consiglio di

¹⁷ È la sentenza di annullamento in via definitiva della deliberazione 281/2012/R/eel con la quale l'Autorità aveva introdotto una prima regolazione degli sbilanciamenti per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Stato ha chiarito come occorra tenere conto ai fini della regolazione degli sbilanciamenti delle peculiarità delle diverse fonti.

4 Orientamenti finali

- 4.1 Sulla scorta delle osservazioni pervenute da parte degli operatori del settore e degli ulteriori approfondimenti compiuti in questi mesi sono stati definiti degli orientamenti finali che si intendono illustrare nel prosieguo del presente documento.
- 4.2 In particolare, con riferimento alle condizioni presentate nel documento per la consultazione 163/2015/R/eel, l’Autorità ritiene che:
- a) utilizzare il prezzo marginale delle offerte accettate per regolazione secondaria ai fini della determinazione del prezzo di sbilanciamento per le unità abilitate non tenga conto delle dinamiche di attivazione e utilizzo di questa risorsa in un *Central Dispatch System* quale il sistema elettrico italiano; per tale motivo l’Autorità intende superare l’applicazione del prezzo marginale in favore di un meccanismo che rifletta l’effettivo costo di attivazione della regolazione secondaria nel periodo rilevante; analoghe considerazioni valgono anche per le unità non abilitate;
 - b) l’esclusione delle offerte accettate indipendentemente dall’effettivo sbilanciamento del sistema sia un principio da condividere dal punto di vista teorico; l’ideale sarebbe l’introduzione di un sistema di *accounting* basato su regole trasparenti, certe e non discrezionali che consentano di identificare la motivazione prevalente per la quale Terna ha disposto una data movimentazione sul mercato per il servizio di dispacciamento; l’implementazione di un siffatto sistema non appare comunque perseguibile nel breve termine; l’Autorità si riserva, pertanto, di effettuare ulteriori approfondimenti sul tema i cui esiti saranno illustrati nell’ambito della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti;
 - c) le movimentazioni disposte nella fase di programmazione ex-ante siano rilevanti anche ai fini del bilanciamento del sistema: escluderle dal calcolo del segno e dei prezzi di sbilanciamento non appare corretto in quanto potrebbe dare adito a distorsioni; a tendere, comunque, l’Autorità ritiene opportuno che Terna provveda al bilanciamento del sistema sempre più in prossimità del tempo reale, al fine di tenere in conto previsioni di carico e produzione da fonti rinnovabili più prossime all’effettivo periodo di consegna¹⁸;

¹⁸ Sul tema l’Autorità sta approfondendo la possibilità di introdurre una gate closure del mercato infragiornaliero più vicina al tempo reale; ciò dovrebbe consentire agli operatori di contenere il rischio di sbilanciamento e ridurre, nel contempo, le esigenze di bilanciamento effettuate da Terna nella fase di programmazione ex-ante; per consentire ciò l’Autorità intende anche dare seguito in tempi brevi al

- d) appare opportuno mantenere il riferimento al prezzo zonale del mercato del giorno prima per lasciare un riferimento di prezzo qualora fosse impossibile determinare un prezzo di sbilanciamento per assenza di movimentazioni disposte nella fase di bilanciamento del mercato per il servizio di dispacciamento.
- 4.3 Al fine di prevenire l'adozione da parte degli operatori di condotte non conformi ai principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza, l'Autorità intende altresì prevedere l'applicazione alle unità non abilitate di un sistema di prezzi di sbilanciamento misto con:
- a) applicazione di una valorizzazione *single pricing* all'interno di una banda;
 - b) applicazione di una valorizzazione *dual pricing* all'esterno di tale banda.

4.a Sbilanciamenti per le unità di consumo

- 4.4 Sul tema del rispetto dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza in sede di programmazione gli operatori del settore hanno presentato all'Autorità diverse osservazioni nel corso degli ultimi anni.
- 4.5 In particolare un operatore, in risposta al documento per la consultazione 368/2013/R/eel aveva evidenziato: *“La definizione dei programmi di [...] prelievo da parte degli utenti del dispacciamento segue criteri diversi da quella adottata dal Gestore nelle proprie stime di carico[...]. L'operatore tende a ottimizzare la propria strategia di offerta per minimizzare i propri rischi: in presenza di incertezze sui livelli attesi di [...] prelievo, il programma viene definito andando a simulare l'impatto del potenziale sbilanciamento e non necessariamente minimizzando l'errore atteso sui volumi”*.
- 4.6 Le condotte degli utenti del dispacciamento sembrano, quindi, essere orientate più al contenimento complessivo dei costi di sbilanciamento (tenendo quindi conto contemporaneamente dei volumi dello sbilanciamento e dei relativi prezzi) che ad una riduzione dell'errore puntuale su ciascuna unità.
- 4.7 Con riferimento alla deliberazione 525/14/R/eel e ai documenti di consultazione 445/2015/R/eel e 623/2015/R/eel, diversi operatori avevano poi richiesto all'Autorità di identificare in modo esplicito i parametri e i criteri di controllo relativi all'applicazione dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza, in modo da dare certezza agli utenti del dispacciamento ed evitare comportamenti discrezionali da parte del Gestore nel segnalare sospetti di condotte opportunistiche.

meccanismo proposto nel documento per la consultazione 557/2013/R/eel in materia di coordinamento fra mercato infragiornaliero e mercato per il servizio di dispacciamento (opzioni).

- 4.8 L'Autorità ha sempre ritenuto di non identificare tali criteri per non alimentare potenziali distorsioni da parte degli operatori: ad esempio la definizione di una soglia di tolleranza sugli sbilanciamenti potrebbe dare adito a programmazioni appena al di sotto di detta soglia per poter trarre il massimo beneficio dalla valorizzazione degli sbilanciamenti; ma tale condotta, ancorché accettabile dal punto di vista dei parametri di controllo, sarebbe comunque non pienamente conforme alle finalità del servizio di dispacciamento e quindi da disincentivare.
- 4.9 Tuttavia le evidenze raccolte negli ultimi mesi (e riassunte nell'analisi illustrata nel paragrafo 2.c) rendono opportuno introdurre dei meccanismi che, pur non riuscendo a sterilizzare completamente gli arbitraggi adottati dagli operatori, ne limitino gli effetti ad una soglia ritenuta sostenibile per il sistema.
- 4.10 Per tale motivo l'Autorità intende adottare per le unità di consumo una valorizzazione degli sbilanciamenti basata su un sistema misto *single-dual pricing*. In particolare l'intervento vuole mantenere la regolazione attualmente vigente per sbilanciamenti rientranti in una determinata banda di tolleranza, prevedendo, invece, l'applicazione di un sistema di prezzi duali agli sbilanciamenti eccedenti la banda al fine di disincentivarne l'occorrenza.
- 4.11 Le finalità di questo intervento sono molteplici:
- a) non penalizzare gli utenti del dispacciamento che hanno già siglato contratti pluriennali con i clienti finali; tali utenti, infatti, con una programmazione coerente con i principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza (quindi all'interno della banda), andrebbero incontro ad una valorizzazione degli sbilanciamenti in linea con la disciplina vigente;
 - b) non penalizzare gli utenti del dispacciamento con un portafoglio clienti di ridotte dimensioni; in presenza di prezzi duali applicati all'intero ammontare degli sbilanciamenti, tali utenti sarebbero infatti svantaggiati non potendo contare sui vantaggi statistici garantiti a livello di programmazione dall'aggregazione di ampi volumi che caratterizza l'attività quotidiana degli operatori più grandi;
 - c) consentire agli utenti del dispacciamento di poter continuare ad ottimizzare il proprio portafoglio (ancorché all'interno della banda), minimizzando l'impatto economico degli sbilanciamenti.

Determinazione della banda

- 4.12 In coerenza con le bande introdotte a vario titolo nel corso degli anni¹⁹ l'Autorità intende introdurre una banda riferita al programma vincolante di prelievo come risultante dai mercati dell'energia.

¹⁹ Trattasi delle bande sulle unità di consumo introdotte per aiutare l'apprendimento degli operatori ad una corretta programmazione dei prelievi e/o per sterilizzare eventuali errori legati alle modifiche sui fattori percentuali per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e

- 4.13 Tale banda potrebbe essere fissata sulla base delle performance degli operatori nel periodo gennaio 2015 – febbraio 2016 relativamente alla zona Nord (zona che nel periodo considerato è stata affetta dalle minori distorsioni).
- 4.14 A tal proposito la figura 3 rappresenta la curva di intensità degli sbilanciamenti. Ad esempio l'insieme degli utenti del dispacciamento che complessivamente coprono circa il 90% della domanda del sistema hanno uno sbilanciamento inferiore o uguale al 20% su base annua. Dall'analisi del grafico emerge che un insieme di operatori che rappresentano una quota di mercato inferiore al 10% ha uno sbilanciamento mediamente superiore a tale soglia, con valori estremi che superano abbondantemente il 100%.
- 4.15 Lo sbilanciamento complessivo massimo relativo risulta essere abbastanza contenuto fino a una quota di mercato di circa l'85%, per poi crescere significativamente nel restante 15%, a conferma della ridotte distorsioni occorse in questa zona.

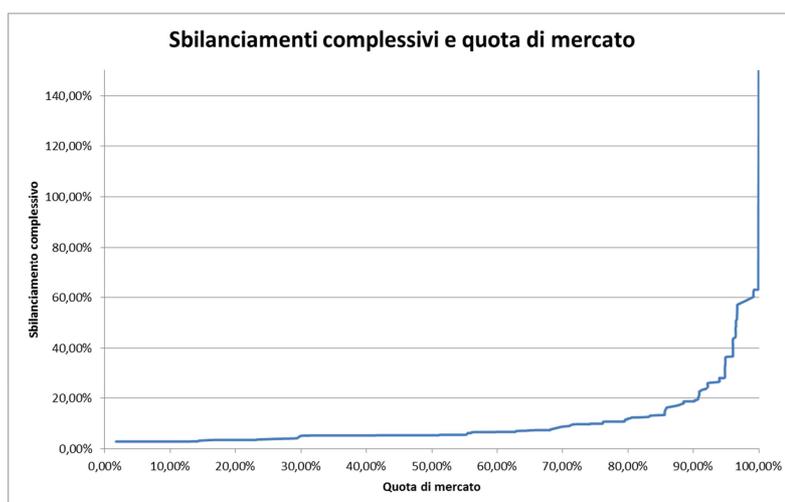


Figura 3 – Sbilanciamenti complessivi e quota di mercato in zona Nord

- 4.16 La figura 4 focalizza l'attenzione sul primo tratto della curva: l'Autorità intende fissare la banda al 5% complessivo (quindi +2,5% per sbilanciamenti positivi e -2,5% per sbilanciamenti negativi), valore corrispondente ad una quota di mercato complessiva pari al 50%, scelto in modo da escludere dall'applicazione dei prezzi duali almeno la metà dei prelievi.

distribuzione e delle bande legate alle diverse fonti previste dalla disciplina degli sbilanciamenti specifica per le fonti rinnovabili non programmabili.

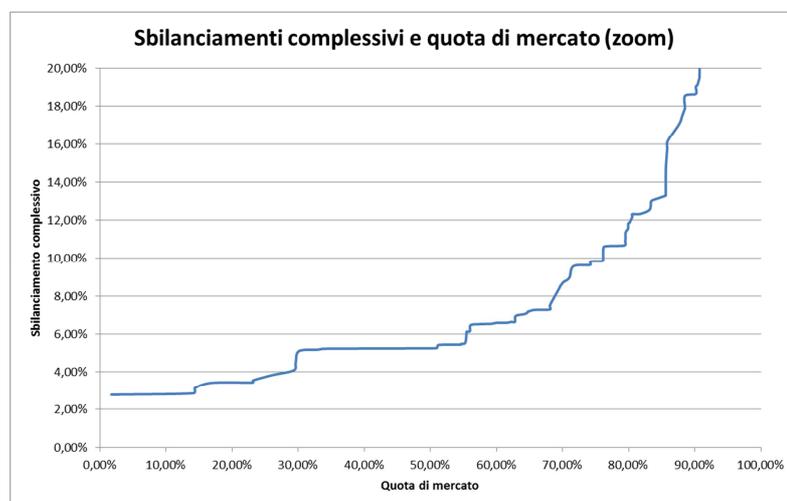


Figura 4 – Dettaglio della curva degli sbilanciamenti complessivi nella zona Nord

- 4.17 La banda così determinata sarebbe estesa alle unità di consumo localizzate nelle altre zone di mercato: si ipotizza, infatti, che le performance di programmazione degli utenti del dispacciamento in prelievo possano essere equivalenti su tutto il territorio nazionale.
- 4.18 La banda dovrebbe rimanere fissa per l'intero periodo di applicazione delle misure transitorie supposto di durata biennale. L'Autorità si riserva comunque la possibilità di apportare modifiche al valore della banda qualora l'entrata in vigore della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti dovesse essere ritardata rispetto al 2019 conseguentemente alla mancata definizione di un quadro regolatorio europeo certo in tema di *balancing guidelines*.

Q.1 Si ritiene che la banda proposta dall'Autorità consenta agli utenti del dispacciamento di poter gestire il proprio portafoglio, nel rispetto dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza immanenti nell'erogazione del servizio di dispacciamento? La banda è altresì coerente con le finalità riportate al punto 4.10?

Verifiche a consuntivo

- 4.19 L'Autorità è consapevole che una banda applicata al programma vincolante in prelievo potrebbe indurre gli operatori ad una programmazione in eccesso per poter incrementare i volumi di sbilanciamento soggetti a banda e, conseguentemente, la possibilità di arbitraggi²⁰.

²⁰ L'effetto sarebbe comunque limitato: una programmazione in eccesso potrebbe invece aumentare i volumi in banda, ma aumenterebbe anche lo sbilanciamento complessivo e i volumi fuori banda soggetti al sistema dei prezzi duali.

4.20 Il problema sarebbe automaticamente evitato calcolando la banda sull'energia effettivamente prelevata (legando quindi i volumi soggetti ad una valorizzazione *single pricing* alle performance reali di ciascuna unità), tuttavia una tale scelta non può essere implementata in tempi brevi perché avrebbe ripercussioni non trascurabili sui sistemi di *settlement* di Terna. In particolare:

- a) Terna dovrebbe sviluppare ex novo un sistema di bande riferite all'energia prelevata, non potendo confidare sugli algoritmi già sviluppati per altri contesti che riferivano la banda al programma vincolante;
- b) il volume di sbilanciamento cui applicare la valorizzazione *single pricing* sarebbe soggetto a modifica con l'aggiornamento dell'energia prelevata a seguito di rettifiche dei dati di misura; ciò non darebbe certezza agli utenti del dispacciamento che potrebbero vedersi cambiare anche significativamente la valorizzazione degli sbilanciamenti nell'ambito delle sessioni di rettifica; la banda, invero, potrebbe essere calcolata nel *settlement* mensile e rimanere poi immutata per tutte le fasi successive (SEM1, SEM2 e rettifiche tardive), tuttavia questa situazione potrebbe portare a distorsioni in caso di mancata rilevazione dei dati di misura da parte delle imprese distributrici²¹.

4.21 Per questo motivo, al fine di mitigare eventuali condotte opportunistiche da parte degli operatori legate ad un utilizzo distorto della banda applicata al programma vincolante in prelievo, l'Autorità intende prevedere delle verifiche a consuntivo basate sul confronto fra l'energia effettivamente prelevata e il suddetto programma vincolante. L'esito negativo della verifica porterebbe l'automatica applicazione dei prezzi duali a tutti gli sbilanciamenti con azzeramento di fatto della banda; inoltre Terna segnalerebbe gli operatori con esito negativo all'Autorità per ulteriori valutazioni in merito alle condotte da essi tenute nell'ambito del servizio di dispacciamento.

4.22 Più nel dettaglio le verifiche potrebbero essere effettuate nell'ambito delle sessioni SEM1 e SEM2 in modo da ridurre al minimo l'eventuale impatto legato alla mancata rilevazione dei dati di misura di alcuni punti di prelievo in tempi utili per il *settlement* mensile. Esse dovrebbero essere condotte separatamente per ciascun mese e per ciascuna zona di mercato²² andando a valutare il soddisfacimento della seguente condizione: $Sbil_{umz}^{rel} \leq k$

²¹ Ad esempio in caso non vengano raccolti i dati di uno o più punti di prelievo, l'utente del dispacciamento non solo incorrerebbe in uno sbilanciamento (in quanto aveva programmato i prelievi non rilevati) che verrebbe corretto solo a consuntivo, ma nel contempo si vedrebbe applicata una banda ridotta (per effetto del minor volume prelevato rilevante per il *settlement* mensile) che, invece, rimarrebbe immutata per tutte le fasi di *settlement*, comportando una potenziale penalizzazione indipendente dalla volontà dell'utente del dispacciamento (in quanto legata ad una performance non ottimale dell'impresa distributtrice).

²² La valutazione sul mese eviterebbe di penalizzare un operatore che, pur comportandosi in modo diligente, abbia commesso errori significativi in un numero limitato di periodi rilevanti: è, infatti, ragionevole attendersi che per un tale operatore lo sbilanciamento significativo nei suddetti periodi

dove

- i) $Sbil_{umz}^{rel} = \frac{\sum_h |E_{uhz}^{prog} - E_{uhz}^{prel}|}{\sum_h E_{uhz}^{prel}}$ è lo sbilanciamento complessivo²³ relativo commesso dall'utente del dispacciamento u nel mese m nella zona di mercato z ;
- ii) E_{uhz}^{prog} è l'energia programmata dall'utente del dispacciamento in prelievo u nel periodo rilevante h nella zona di mercato z ;
- iii) E_{uhz}^{prel} è l'energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo nella titolarità dell'utente del dispacciamento in prelievo u nel periodo rilevante h nella zona di mercato z ;
- iv) k è la soglia massima di tolleranza;
- v) le sommatorie sono estese a tutti i periodi rilevanti appartenenti al mese m .

4.23 L'iniziale valorizzazione all'interno della banda sarebbe pertanto una regolazione in acconto soggetta a verifica con possibile *reformatio in peius*: in caso di mancato soddisfacimento della condizione di cui al paragrafo precedente infatti, ossia nel caso in cui lo sbilanciamento relativo complessivo risultasse superiore alla soglia, tutti gli sbilanciamenti dell'utente del dispacciamento nel medesimo mese e nella medesima zona sarebbero soggetti al meccanismo dei prezzi duali; l'applicazione di una valorizzazione *single pricing* all'interno della banda continuerebbe, invece, a rimanere in vigore per tutte le zone e tutti i mesi in cui la verifica ha dato esito positivo.

4.24 Con questo intervento l'Autorità introdurrebbe di fatto una prima forma di parametri di controllo sul rispetto dei principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza da parte degli operatori. Rimarrebbe comunque possibile per Terna e l'Autorità procedere ad approfondimenti in merito a condotte degli utenti del dispacciamento conformi alle verifiche a consuntivo, ma ciò nonostante ritenute anomale ai fini del servizio di dispacciamento.

4.25 In alternativa alle verifiche a consuntivo (o in aggiunta ad esse), l'Autorità sta valutando l'ipotesi di definire una taglia massima per le unità di consumo, come suggerito anche da diversi operatori in esito al documento per la consultazione 163/2015/R/eel. La questione, che rileva anche con riferimento all'abilitazione delle unità di consumo all'offerta sul mercato per il servizio di dispacciamento di cui al documento per la consultazione 298/2016/R/eel²⁴, è comunque piuttosto

rilevanti, se mediato sull'intero mese, porti a valori di sbilanciamento relativo inferiori alla soglia massima di tolleranza.

²³ Per complessivo si intende come somma dei valori assoluti degli sbilanciamenti, senza compensazioni fra sbilanciamenti positivi e sbilanciamenti negativi.

²⁴ La taglia massima delle unità di consumo è un parametro rilevante per la definizione dei servizi che un'unità di consumo potrà fornire qualora abilitata al mercato per il servizio di dispacciamento.

complessa: ad esempio nel sopracitato documento l’Autorità ha ipotizzato di definire la taglia massima come la somma delle potenze impegnate di ciascun punto di prelievo²⁵ maggiorata forfettariamente del 20% per tenere conto di eventuali picchi di consumo.

- Q.2 Si concorda con l’introduzione di verifiche a consuntivo standardizzate basate su confronti differenziati per mese e per zona di mercato? Si ritiene coerente prevedere come soglia massima di tolleranza per le verifiche a consuntivo un valore pari al doppio della banda relativa all’applicazione dei prezzi duali?*
- Q.3 La definizione di una taglia massima per le unità di consumo è ritenuta una misura aggiuntiva o alternativa rispetto alle verifiche a consuntivo?*

Calcolo dei prezzi di sbilanciamento duali

4.26 L’Autorità intende applicare agli sbilanciamenti eccedenti la banda una valorizzazione *dual pricing* a prezzi medi, illustrata nel dettaglio nella tabella 5.

TABELLA 5 – DUAL PRICING A PREZZI MEDI PER SBILANCIAMENTI ECCEDENTI LA BANDA

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

Dove

- i) *media $P_{MBsec\downarrow}$* è pari alla media dei prezzi delle offerte di acquisto (offerte a scendere) accettate su MB nel medesimo periodo rilevante nella macrozona in cui è localizzata l’unità non abilitata, ponderata per le relative quantità, includendo anche le offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria di frequenza secondo la nuova modalità descritta nel paragrafo 4.d;
- ii) *media $P_{MBsec\uparrow}$* è pari alla media dei prezzi delle offerte di vendita (offerte a salire) accettate su MB nel medesimo periodo rilevante nella macrozona in cui è localizzata l’unità non abilitata, ponderata per le relative quantità, includendo anche le offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria di frequenza secondo la nuova modalità descritta nel paragrafo 4.d;

²⁵ L’Autorità sta valutando se sia più opportuno utilizzare i dati del mese precedente a quello considerato (ma potrebbero esserci distorsioni legate alla differente stagionalità dei prelievi) o i dati del medesimo mese dell’anno precedente (ma potrebbero esserci distorsioni legate alle mutate abitudini di consumo fra un anno e l’altro).

- 4.27 Questo meccanismo, a meno dei correttivi relativi alla nuova metodologia di gestione delle offerte accettate per regolazione secondaria, lascia inalterata rispetto alla disciplina attualmente vigente la valorizzazione degli sbilanciamenti concordi con lo sbilanciamento aggregato zonale, limitandosi ad intervenire sui soli sbilanciamenti discordi che vengono regolati a prezzo zonale e non al prezzo favorevole associato al *single pricing*.
- 4.28 Con tale meccanismo continua ad essere applicato il corrispettivo di non arbitraggio di cui all'articolo 41 della deliberazione 111/06, senza alcuna modifica rispetto alla situazione vigente.

Q.4 Si concorda con l'applicazione di una valorizzazione "dual pricing" a prezzi medi? Motivare la risposta

4.b Sbilanciamenti per unità di produzione non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

- 4.29 La regolazione vigente prevede la stessa valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate.
- 4.30 L'Autorità intende mantenere l'analogia esistente fra unità di consumo e unità di produzione non abilitate, estendendo anche a queste ultime il medesimo meccanismo misto *single-dual pricing* proposto per le unità di consumo.
- 4.31 In particolare per le unità di produzione non abilitate la regolazione standard prevedrebbe l'applicazione di una banda del 5% complessivo (+2,5% - 2,5%) calcolata rispetto al programma vincolante di immissione con valorizzazione a prezzi duali per gli sbilanciamenti eccedenti tale valore (calcolati come da tabella 5).
- 4.32 L'impatto di tale misura sulle unità programmabili è atteso essere molto contenuto in quanto è ragionevole attendersi per questa tipologia di impianti sbilanciamenti inferiori alla banda nella quasi totalità delle ore dell'anno²⁶.

Q.5 Si condivide l'intenzione di mantenere l'analogia fra gli sbilanciamenti per le unità di consumo e gli sbilanciamenti per le unità di produzione non abilitate?

4.c Sbilanciamenti per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili

- 4.33 Attualmente le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili sono soggette ad un regime specifico introdotto con la deliberazione 522/2014/R/eel che prevede una scelta fra due alternative:

²⁶ Le uniche eccezioni potrebbero riguardare guasti o altre cause esterne che dovessero limitare la produzione di queste unità e che siano stati riscontrati dopo la chiusura dei mercati dell'energia.

- a) regolazione standard come le altre unità di produzione non abilitate sull'intero ammontare degli sbilanciamenti;
 - b) regolazione a prezzo zonale all'interno di una banda differenziata per fonte con applicazione di una componente perequativa zonale e regolazione come le altre unità di produzione non abilitate per gli sbilanciamenti eccedenti la banda.
- 4.34 Coerentemente con le modifiche proposte al paragrafo precedente, le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili che optassero per l'alternativa a), andrebbero incontro ad una regolazione a prezzi duali con bande, al pari delle unità di consumo e delle unità di produzione non abilitate.
- 4.35 In alternativa alla regolazione standard per le unità non abilitate, le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili potrebbero comunque optare per l'alternativa b), ovvero l'applicazione di una regolazione zonale con componente perequativa zonale all'interno delle bande differenziate per fonte introdotte dalla deliberazione 522/2014/R/eel che non verrebbero modificate. La componente perequativa verrebbe calcolata ipotizzando l'applicazione di una valorizzazione *single pricing* all'interno delle bande (quindi senza alcuna modifica rispetto a quanto previsto dalla disciplina vigente). Agli sbilanciamenti eccedenti le bande verrebbero invece applicati i prezzi duali.

Q.6 Si condivide l'intervento proposto?

4.d Regolazione secondaria e prezzi di sbilanciamento

- 4.36 In un *Central Dispatch System* la riserva secondaria è utilizzata per compensare le aleatorietà del carico e della produzione da fonti rinnovabili non programmabili rispetto alle previsioni del Gestore e per gestire nel breve termine eventuali scostamenti delle unità di produzione programmabili rispetto al proprio programma vincolante in immissione²⁷; il bilanciamento fra i programmi vincolanti delle unità di consumo e delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e le previsioni di immissione e prelievo del Gestore per tali unità è gestito usualmente tramite l'attivazione della riserva terziaria.
- 4.37 In particolare la regolazione secondaria ha un contributo che si esaurisce entro 15 minuti (quindi in tempi inferiori a qualsiasi periodo rilevante) per essere sostituita dapprima dalla riserva terziaria pronta e poi dalla riserva terziaria di sostituzione;

²⁷ Dal punto di vista ingegneristico il bilanciamento del sistema è compito della regolazione primaria; la regolazione secondaria interviene subentrando alla primaria per ripristinare la frequenza al valore nominale e per mantenere gli scambi sulle interconnessioni con l'estero ai valori programmati.

all'interno dello stesso periodo rilevante si possono, quindi, verificare sia attivazioni a salire sia attivazioni a scendere²⁸.

- 4.38 In tale contesto l'utilizzo del prezzo marginale di attivazione della riserva secondaria per la determinazione dei prezzi di sbilanciamento per le unità abilitate previsto dalla disciplina vigente non è in grado di fornire segnali di prezzo sul valore dell'energia scambiata in tempo reale nel periodo rilevante, in quanto non tiene conto della possibilità di compensazioni fra offerte a salire e a scendere nello stesso periodo rilevante.
- 4.39 L'Autorità intende quindi superare l'utilizzo del prezzo marginale in favore di un meccanismo che consenta di calcolare il costo effettivo sostenuto dal sistema per la regolazione secondaria in ciascun periodo rilevante, contabilizzando le offerte accettate sia a salire che a scendere, in linea con le osservazioni inviate da RSE in esito al documento per la consultazione 163/2015/R/eel.
- 4.40 La nuova valorizzazione seguirebbe lo schema riportato nella tabella 6.

TABELLA 6 – PROPOSTA PER I PREZZI DI SBILANCIAMENTO PER LE UNITÀ ABILITATE

	Sbilanciamento UAB positivo	Sbilanciamento UAB negativo
Sbilanciamento macrozonale positivo	UAB riceve $\text{Min}(P_{MGP}, \min P_{MBter \downarrow}, PR_{SEC})$	UAB paga P_{MGP}
Sbilanciamento macrozonale negativo	UAB riceve P_{MGP}	UAB paga $\text{Max}(P_{MGP}, \max P_{MBter \uparrow}, PR_{SEC})$

Dove

- i) $\text{Min } P_{MBter \downarrow}$ è il prezzo più basso fra quelli delle offerte di acquisto (offerte a scendere) accettate su MB nel medesimo periodo rilevante nella macrozona in cui è localizzata l'unità abilitata per il prodotto altri servizi (escludendo le offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria di frequenza);
- ii) $\text{max } P_{MBter \uparrow}$ è il prezzo più alto fra quelli delle offerte di vendita (offerte a salire) accettate su MB nel medesimo periodo rilevante nella macrozona in cui è localizzata l'unità abilitata per il prodotto altri servizi (escludendo le offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria di frequenza)
- iii) $PR_{SEC} = \max(0; PM_{SEC})$ è il prezzo di riferimento per la regolazione secondaria rilevante ai fini della valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi;

²⁸ La regolazione secondaria è attivata in modo automatico tramite un segnale di livello determinato presso la sala controllo di Terna: eventuali fluttuazioni di detto segnale all'interno del periodo rilevante potrebbero comportare l'attivazione di offerte a salire in un dato istante e di offerte a scendere in un altro istante.

iv) $PM_{SEC} = \frac{\sum_{i \in RS} P_{SEC,i} \cdot Q_{SEC,i}}{\sum_{i \in RS} Q_{SEC,i}}$ è il prezzo medio di attivazione della regolazione secondaria

con

- $P_{SEC,i}$ è il prezzo dell'i-esima offerta per regolazione secondaria;
- $Q_{SEC,i}$ è la quantità accettata dell'i-esima offerta per regolazione secondaria, computato con il segno positivo per quantità accettate a salire e con il segno negativo per quantità accettate a scendere;
- RS è l'insieme di tutte le offerte per regolazione secondaria presentate nel periodo rilevante, indipendentemente dal segno²⁹.

4.41 In altre parole il prezzo di sbilanciamento per le unità abilitate si otterrebbe confrontando fra loro il prezzo zonale, il prezzo marginale delle offerte accettate nella fase di bilanciamento per il prodotto altri servizi e il prezzo medio rilevante PR_{SEC} per la regolazione secondaria.

4.42 In generale PR_{SEC} dovrebbe tendenzialmente coincidere con il prezzo medio PM_{SEC} di attivazione della regolazione secondaria che, per come è definito, risulta quasi sempre positivo. PM_{SEC} potrebbe, infatti, risultare negativo solamente qualora nello stesso periodo rilevante siano accettate offerte per regolazione secondaria prevalentemente a scendere (denominatore di PM_{SEC} negativo) e contemporaneamente offerte per regolazione secondaria a salire a prezzi particolarmente elevati (tali da rendere il numeratore di PM_{SEC} positivo). In questi casi ai soli fini della valorizzazione degli sbilanciamenti si utilizzerebbe un prezzo di riferimento PR_{SEC} pari a 0, come stabilito dalla condizione di cui al punto iii) del precedente paragrafo.

4.43 Rispetto alla disciplina vigente, in tutte le ore in cui il prezzo di sbilanciamento per le unità abilitate è fissato da un'offerta accettata per regolazione secondaria, il meccanismo proposto porterebbe ad una riduzione dell'onere medio di sbilanciamento³⁰ in quanto il costo medio della regolazione secondaria risulterebbe più prossimo al prezzo zonale rispetto al prezzo marginale dell'ultima offerta accettata per tale servizio. Nulla cambierebbe, invece, nelle ore di un cui il prezzo di sbilanciamento fosse fissato da un'offerta accettata per altri servizi.

²⁹ La sommatoria include anche le offerte accettate a salire per sbilanciamenti aggregati zonalmente positivi e le offerte accettate a scendere per sbilanciamenti aggregati zonalmente negativi. Essendo, infatti, la regolazione secondaria attivata in modo automatico tramite un segnale di livello determinato presso la sala controllo di Terna, all'interno di un dato periodo rilevante si potrebbero avere offerte accettate sia a salire sia a scendere: il costo medio di questo servizio, se calcolato in modo corretto, deve contemplare anche questa possibilità e, quindi, computare tutte le offerte per regolazione secondaria accettate nel periodo rilevante. Su base quartoraria, tuttavia, la possibilità di offerte accettate nei due sensi è comunque molto ridotta, ancorché non nulla.

³⁰ Ossia ad un differenziale fra prezzo zonale e prezzo di sbilanciamento ridotto.

- 4.44 In questo modo l’Autorità, oltre a riflettere il costo effettivo della regolazione secondaria nel prezzo di sbilanciamento, riuscirebbe anche a mitigare i prezzi di sbilanciamento per le unità di produzione non abilitate, come auspicato da diversi utenti del dispacciamento³¹.
- 4.45 Analoghe considerazioni valgono anche per i prezzi di sbilanciamento per le unità non abilitate e le unità di consumo, il cui periodo rilevante (un’ora) è ancora più distante dalle dinamiche che caratterizzano la regolazione secondaria.
- 4.46 In questo caso l’Autorità intende prevedere la determinazione del prezzo medio delle offerte accettate nella fase di bilanciamento in modo da contabilizzare:
- a) in caso di sbilanciamento aggregato zonale positivo anche le offerte accettate a salire per regolazione secondaria nel periodo rilevante;
 - b) in caso di sbilanciamento aggregato zonale negativo anche le offerte accettate a scendere per regolazione secondaria nel periodo rilevante.

In termini applicativi nel caso di sbilanciamento aggregato zonale positivo (negativo) le offerte accettate a salire (scendere) per regolazione secondaria verrebbero conteggiate sia a numeratore sia a denominatore con il segno negativo.

Q.7 Si condivide l’utilizzo del costo effettivo della regolazione secondaria per la determinazione dei prezzi di sbilanciamento?

4.e Raccordo con la fase RDE-1 della riforma del dispacciamento elettrico

- 4.47 La fase RDE-1 di riforma del dispacciamento elettrico, illustrata nel documento per la consultazione 298/2016/R/eel, prevede l’abilitazione su base volontaria alla presentazione di offerte sul mercato per il servizio di dispacciamento per:
- a) le unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili che dovranno essere gestite singolarmente (punti di dispacciamento differenziati per unità);
 - b) le unità di produzione non rilevanti che potranno essere aggregate in unità di produzione virtuali abilitate (UVA) a ciascuna delle quali sarà assegnato uno specifico punto di dispacciamento;
 - c) per le unità di consumo che potranno essere aggregate in unità di produzione virtuali abilitate (UVA) a ciascuna delle quali sarà assegnato uno specifico punto di dispacciamento.

³¹ In realtà molti utenti del dispacciamento hanno auspicato un passaggio ad un meccanismo basato sui prezzi medi. L’Autorità non ritiene, tuttavia, opportuno accogliere tali istanze: le unità di produzione abilitate devono, infatti, continuare ad avere una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi più penalizzante rispetto alle unità non abilitate in modo da essere incentivate al rispetto del proprio programma vincolante di immissione come modificato in esito alle movimentazioni disposte da Terna nel mercato per il servizio di dispacciamento.

Permane, invece, l'abilitazione obbligatoria per tutte le unità di produzione rilevanti che soddisfano i requisiti previsti già oggi dal Codice di Rete di Terna.

- 4.48 Per tutte le unità abilitate, siano esse con abilitazione obbligatoria o volontaria, l'Autorità intende prevedere una identica valorizzazione degli sbilanciamenti, con applicazione del sistema dei prezzi duali come modificato per tenere conto della nuova modalità di gestione delle offerte accettate per regolazione secondaria (cfr. tabella 6).
- 4.49 Per tutte le unità non abilitate, invece, saranno applicati i meccanismi illustrati nei paragrafi 4.a (unità di consumo), 4.b (unità di produzione non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili) e 4.c (unità di produzione non abilitate alimentate da fonti rinnovabili non programmabili).

4.f Decorrenza del nuovo meccanismo

- 4.50 L'Autorità è consapevole che la nuova disciplina rappresenta una soluzione significativa per il sistema elettrico. Per tale motivo si intende prevederne la decorrenza da gennaio 2017 al fine di lasciare agli operatori un congruo tempo per adeguare le proprie strategie alle nuove regole.
- 4.51 Tale entrata in vigore sarebbe altresì coerente con la supposta entrata in vigore della fase RDE-1 di riforma del dispacciamento elettrico.

<p><i>Q.8 Si condivide la decorrenza della nuova regolazione a partire da gennaio 2017? Si riterrebbe invece preferibile una implementazione immediata a partire da agosto 2016 prevedendo per le unità di produzione non abilitate e le unità di consumo una banda opportunamente "ampliata" per poi procedere con la banda di regime a partire da gennaio 2017?</i></p>
