

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
368/2013/R/EEL**

**MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA
RIFORMA DELLA DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI EFFETTIVI
- PRIMI ORIENTAMENTI -**

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica
7 agosto 2013*

Premessa

Il presente documento per la consultazione, predisposto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), rappresenta una prima ricognizione delle criticità che caratterizzano la disciplina degli sbilanciamenti effettivi e delle possibili soluzioni strutturali da adottare al fine di predisporre un quadro regolatorio più robusto ed efficiente. Nel corso dei prossimi mesi l'Autorità intende, inoltre, emanare un secondo documento di consultazione che, tenuto conto delle osservazioni pervenute dagli operatori nell'ambito del presente documento, definirà nel dettaglio la disciplina degli sbilanciamenti effettivi che sarà adottata a regime.

Il presente documento di consultazione è suddiviso in due parti. Nella prima parte si evidenziano le principali criticità che caratterizzano la disciplina degli sbilanciamenti effettivi attualmente in vigore. Nella seconda parte si delineano i criteri generali per una riforma organica della medesima disciplina.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il 2 ottobre 2013.

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

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Unità mercati elettrici all'ingrosso
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.284/290 fax 02.655.65.265
e-mail: mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

1. OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE ED ELEMENTI DI CONTESTO	4
2. EVOLUZIONE STORICA E ANALISI DELLE CRITICITÀ DELLA DISCIPLINA VIGENTE	5
La disciplina vigente	5
Evoluzione storica della disciplina vigente.....	6
Principali criticità della disciplina vigente.....	8
3. CRITERI PER LA RIFORMA ORGANICA DELLA DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI EFFETTIVI	9
Soluzione 1 – Prezzi di sbilanciamento nodali	10
Soluzione 2 – Prezzi di sbilanciamento calcolati sulla base di zone dinamiche.....	14
Ulteriori misure.....	16

1. Oggetto della consultazione ed elementi di contesto

- 1.1 Le analisi condotte da questa Autorità nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche del mercato dell'energia elettrica in Sardegna, avviata con la deliberazione 342/2012/R/eel, hanno fatto emergere l'esigenza di apportare modifiche sostanziali alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi di cui alla deliberazione n. 111/06 (di seguito: la disciplina).
- 1.2 In particolare, la relazione tecnica sugli esiti della suddetta istruttoria conoscitiva, chiusa con la deliberazione 197/2013/R/eel, ha rilevato quanto segue:
 - a) molti utenti del dispacciamento in prelievo (di seguito: UDD in prelievo) localizzati in Sardegna hanno sistematicamente acquistato nel MGP energia elettrica largamente eccedente rispetto a quella necessaria a coprire il prelievo della rispettiva unità di consumo per poi rivendere questa eccedenza a sbilanciamento, a un prezzo di vendita che risultava in molte ore superiore al prezzo di acquisto;
 - b) la propensione degli UDD in prelievo a porre in essere tali condotte è stata originata dalla vulnerabilità di alcuni elementi della disciplina vigente che non consentono la formazione di prezzi di sbilanciamento che riflettono correttamente il valore dell'energia comprata o venduta in tempo reale.
- 1.3 Al fine di contenere gli oneri sostenuti dal sistema elettrico per effetto delle condotte messe in atto dagli operatori, l'Autorità è intervenuta in via cautelare per correggere quelle distorsioni riscontrate in relazione al processo di formazione dei prezzi di sbilanciamento che procuravano danni irrecuperabili al sistema elettrico. In particolare:
 - a) in concomitanza con l'avvio dell'istruttoria conoscitiva (deliberazione 342/2012/R/eel), l'Autorità ha disposto l'esclusione dal calcolo dei prezzi di sbilanciamento delle movimentazioni e dei relativi prezzi afferenti l'utilizzo della riserva secondaria, in quanto l'erogazione di tale servizio dipende al limite solo parzialmente dallo sbilanciamento aggregato orario della macrozona;
 - b) successivamente, con la deliberazione 285/2013/R/eel, l'Autorità ha disposto l'esclusione, limitatamente alle macrozone Sicilia e Sardegna (di seguito: Isole maggiori), di tutte le movimentazioni effettuate nella fase di programmazione del MSD (di seguito: MSD ex-ante) dal calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale. Ciò in quanto, gli esiti delle analisi preliminari svolte nelle Isole maggiori hanno mostrato come la quasi totalità delle movimentazioni effettuate nel MSD ex-ante non dipendono dallo sbilanciamento aggregato zonale.
- 1.4 I citati interventi cautelari consentono di ritagliare un lasso di tempo entro cui poter svolgere una riflessione ponderata sulla regolazione degli sbilanciamenti effettivi e predisporre un quadro regolatorio più robusto ed efficiente rispetto a quello vigente. L'obiettivo primario dell'Autorità è di risolvere in maniera strutturale le distorsioni che caratterizzano la disciplina vigente tramite il superamento delle logiche sottostanti la medesima. Con il presente documento per la consultazione l'Autorità intende, pertanto, illustrare i primi orientamenti in merito alla riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi.
- 1.5 Il seguito del presente documento è così strutturato:
 - a) nel primo capitolo, dopo aver riassunto brevemente i principi, i criteri e le condizioni su cui poggia la disciplina vigente si evidenziano le principali criticità che la

caratterizzano;

- b) nel secondo capitolo si delineano i criteri generali per una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi.

2. Evoluzione storica e analisi delle criticità della disciplina vigente

- 2.1 Per meglio comprendere l'origine delle diverse criticità che caratterizzano la disciplina vigente, si ritiene opportuno riassumere brevemente i principi, i criteri e le condizioni su cui poggia e le motivazioni storiche che ne hanno plasmato la sua attuale conformazione.

La disciplina vigente

- 2.2 Sulla base delle regole attuali, il meccanismo per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento è differente per unità abilitate (ossia unità abilitate a partecipare al MSD) e unità non abilitate (unità di consumo o di produzione che non soddisfano i requisiti minimi per partecipare al MSD).
- 2.3 Per ciascuna unità abilitata (UAB) vige un sistema di prezzi duali come quello descritto nella tabella sottostante (c.d. *dual pricing*):

	Sbilanciamento UAB positivo	Sbilanciamento UAB negativo
Sbilanciamento aggregato zonale positivo	Riceve: Min [P_{MGP} , $Min P_{MB\downarrow}$]	Paga: P_{MGP}
Sbilanciamento aggregato zonale negativo	Riceve: P_{MGP}	Paga: Max [P_{MGP} , $Max P_{MB\uparrow}$]

Dove:

- il segno dello sbilanciamento aggregato zonale è dato dalla somma algebrica, cambiata di segno, delle quantità di energia elettrica approvvigionate da Terna ai fini del bilanciamento, nel mercato per il servizio di dispacciamento, con riferimento ad un periodo rilevante¹ e ad una macrozona²;
- P_{MGP} è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzata l'unità abilitata.;
- $Min P_{MB\downarrow}$ è pari al prezzo più basso tra quelli delle offerte di acquisto (offerte a scendere) accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona in cui è localizzata l'unità abilitata;
- $Max P_{MB\uparrow}$ è pari al prezzo più alto tra quelli delle offerte di vendita (offerte a salire) accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona in cui è localizzata l'unità abilitata.

¹ L'ora per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate; il quarto d'ora per le unità di produzione abilitate.

² Le macrozone sono definite dalla deliberazione n. 50/05. La macrozona A coincide con il Nord, la macrozona B coincide con la Sicilia, la macrozona C coincide con la Sardegna e la macrozona D coincide con il resto del Continente.

2.4 Per ciascuna unità non abilitata (UNAB) vige un sistema di prezzi unici come quello descritto nella tabella sottostante (c.d. *single pricing*):

	Sbilanciamento UNAB positivo	Sbilanciamento UNAB negativo
Sbilanciamento aggregato zonale positivo	Riceve: Min [P _{MGP} , Media P _{MB↓}]	Paga: Min [P _{MGP} , Media P _{MB↓}]
Sbilanciamento aggregato zonale negativo	Riceve: Max [P _{MGP} , Media P _{MB↑}]	Paga: Max [P _{MGP} , Media P _{MB↑}]

Dove:

- il segno dello sbilanciamento aggregato zonale è dato dalla somma algebrica, cambiata di segno, delle quantità di energia elettrica approvvigionate da Terna ai fini del bilanciamento, nel mercato per il servizio di dispacciamento, con riferimento ad un periodo rilevante e ad una macrozona;
- P_{MGP} è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzata l'unità non abilitata;
- Media P_{MB↓} è pari al prezzo medio delle offerte di acquisto (offerte a scendere) accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona in cui è localizzata l'unità non abilitata;
- Media P_{MB↑} è pari al prezzo medio delle offerte di vendita (offerte a salire) accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona in cui è localizzata l'unità non abilitata.

Evoluzione storica della disciplina vigente

2.5 Il meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento sopra descritta è frutto di una stratificazione di interventi regolatori che si sono succeduti dall'avvio del dispacciamento di merito economico (1 aprile 2004, deliberazioni nn. 168/03 e 48/04).

2.6 L'obiettivo principale dei suddetti interventi era quello di trovare un compromesso accettabile tra esigenze differenti, tra cui, in particolare:

a) la corretta attribuzione dei costi e dei benefici causati al sistema elettrico dagli sbilanciamenti:

- con deliberazione n. 293/05 (che modificava la deliberazione n. 168/03), è stato sancito **il passaggio da un sistema di prezzi duali di sbilanciamento (*dual pricing*) ad un sistema di prezzi unici di sbilanciamento (*single pricing*)** per le unità non abilitate³. Tale innovazione è stata introdotta con la finalità di valorizzare gli sbilanciamenti delle unità non abilitate ad un prezzo che meglio riflettesse il valore dell'energia elettrica nel tempo reale e di ridurre l'onere medio di sbilanciamento per le unità non abilitate e, in particolare, per i consumatori (quantomeno per la cosiddetta "utenza diffusa");
- con deliberazione n. 165/06, è **stata ridefinita la dimensione geografica per il**

³ Inizialmente per le unità non rilevanti, successivamente per tutte le unità non abilitate.

calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale e dei relativi prezzi di sbilanciamento (dalle singole zone a prefissate macrozone). Essendo frequenti i casi in cui in una specifica zona non risultava accettata alcuna offerta di acquisto o alcuna offerta di vendita nel MSD ai fini del bilanciamento, per la medesima zona non era possibile determinare in maniera ragionevolmente corretta i prezzi di sbilanciamento. Al fine di consentire una migliore attribuzione dei costi delle risorse attivate nel MSD per il bilanciamento, l’Autorità ha ritenuto le macrozone di cui alla deliberazione n. 50/05 (macrozone Nord, Sardegna, Sicilia e Sud⁴) una migliore e accettabile approssimazione del reale aggregato di nodi della RTN (di seguito: ambito geografico) per bilanciare il quale le predette risorse sono state attivate;

- iii) con deliberazione ARG/elt 84/09, è stato riformato **il meccanismo di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale e del relativo segno.** Nella sua versione originale, questo meccanismo prevedeva che lo sbilanciamento aggregato zonale fosse calcolato come somma algebrica degli sbilanciamenti registrati in un dato periodo rilevante per tutte le unità localizzate nella stessa macrozona. Successivamente, l’Autorità ha ritenuto più affidabile calcolare lo sbilanciamento aggregato zonale come somma algebrica, cambiata di segno, delle quantità di energia elettrica approvvigionate da Terna nel MSD ai fini del bilanciamento, con riferimento ad un periodo rilevante e ad una macrozona. Tale modifica trae origine dalla necessità di svincolare la metodologia di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale dal *settlement* al fine di contenere l’impatto economico rilevante delle frequenti rettifiche dei dati di misura;
- iv) con la deliberazione 281/2012/R/efr è stata modificata **la regolazione degli sbilanciamenti delle unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili** ai fini di renderla maggiormente *cost reflective*. Ai sensi della predetta deliberazione, a partire dal 1 gennaio 2013, alle unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili è applicato lo stesso meccanismo in vigore per le altre unità non abilitate al netto di una franchigia entro cui gli sbilanciamenti continuano a essere valorizzati al prezzo zonale orario del mercato del giorno prima.

b) garantire la sicurezza del sistema elettrico:

- i) **il meccanismo dual pricing è stato mantenuto in vigore per le unità abilitate** ai fini della sicurezza del sistema: tali unità sono, infatti, quelle su cui Terna fa affidamento per svolgere l’attività di dispacciamento. Secondo tale meccanismo, un’unità abilitata non può mai trarre beneficio dallo sbilanciamento anche nei casi in cui ciò “aiuti” involontariamente Terna a bilanciare il sistema. La logica sottostante è quella di dissuadere le unità abilitate dal discostarsi dal programma vincolante modificato e corretto definito in esito alla fase di gestione in tempo reale di MSD (cd Mercato di Bilanciamento o MB) ovvero di assicurarsi che le medesime unità eseguano fedelmente gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna;
- ii) con deliberazione n. 111/06, è stata introdotta la facoltà di sbilanciare a programma, ossia di rivendere o riacquistare su MGP l’energia acquistata o venduta a termine e registrata sulla Piattaforma conti energia (PCE). Al fine di limitare eventuali comportamenti speculativi, le unità abilitate possono registrare cessioni di energia su PCE, MGP, MI e MSD nei **limiti della potenza massima**

⁴ Il Sud è formato dall’aggregazione di tutte le zone del Continente ad eccezione della zona Nord.

del Registro delle Unità di Produzione (RUP) statico e delle garanzie prestate al GME e a Terna mentre le unità non abilitate hanno quale unica limitazione le garanzie prestate al GME e a Terna. Tali limitazioni si sono riflesse integralmente anche nella disciplina degli sbilanciamenti effettivi. Lo scopo delle limitazioni sulle unità abilitate era di circoscrivere le opportunità di vendita allo scoperto e di evitare comportamenti che potessero pregiudicare la sicurezza del sistema.

Principali criticità della disciplina vigente

- 2.7 La disciplina vigente poggia su alcune approssimazioni che sembravano accettabili nel momento in cui furono introdotte, ma che nel corso degli anni, anche per effetto della maggiore volatilità dei flussi di energia sulle reti dovuta alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, si sono progressivamente rivelate non più adeguate in relazione all'esigenza di garantire la sicurezza del sistema, anzitutto tramite la formazione di corretti segnali di prezzo per la valorizzazione degli sbilanciamenti.
- 2.8 In particolare, la scelta di calcolare i prezzi degli sbilanciamenti su base zonale o macrozonale si è rivelata un'approssimazione inaffidabile degli ambiti geografici nei quali Terna acquista e vende energia ai fini del bilanciamento in tempo reale: tale scelta cela, infatti, un'intrinseca incoerenza.
- 2.9 Tale incoerenza è imputabile al fatto che:
 - a) da un lato, Terna acquista e vende energia nel MSD a prezzi diversi nei diversi nodi della rete rilevante;
 - b) dall'altro lato, invece, i prezzi di sbilanciamento sono calcolati *ex-post* sulla base di macrozone di bilanciamento statiche che non tengono conto dei vincoli di rete che risultano effettivamente stringenti nel tempo reale.
- 2.10 Un meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento di questo tipo può determinare un significativo e sistematico disallineamento tra il valore dell'energia acquistata e venduta da Terna nel tempo reale e il valore dell'energia acquistata e venduta dagli operatori a sbilanciamento, con i seguenti effetti:
 - a) il prezzo di sbilanciamento potrebbe non riflettere correttamente i costi o i benefici effettivamente causati al sistema dallo sbilanciamento degli operatori;
 - b) le unità soggette a *single pricing* potrebbero essere incentivate a sbilanciare intenzionalmente al fine di sfruttare il predetto disallineamento sistematico tra il "vero" prezzo dell'energia nel tempo reale e il prezzo di sbilanciamento, influenzando il processo di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia (MGP e MI) e arrecando un danno al sistema, sia in termini economici che, potenzialmente, in termini di sicurezza (vedi Esempio 1).

Esempio 1

Si considerino due macrozone di bilanciamento A e B interconnesse tra loro e un periodo rilevante.

Nella macrozona A è presente un'unità di consumo (UC A) e un'unità di produzione abilitata (UP A). Nella macrozona B è presente un'unità di consumo (UC B) e un'unità di produzione abilitata (UP B).

In esito al mercato dell'energia il prezzo nelle due macrozone risulta allineato, pari a 50 €/MWh.

Lo sbilanciamento effettivo di UC A, UP A e UP B è nullo, mentre UC B fa registrare uno sbilanciamento positivo (consumo misurato inferiore al consumo programmato) pari a 100 MW.

Ipotizziamo che, stanti i limiti di transito delle linee di interconnessione e i flussi programmati sulle medesime in esito al mercato dell'energia, tale eccesso di energia possa essere riassorbito indifferentemente con riduzioni di produzione nella macrozona A o nella macrozona B.

In MSD Terna accetta:

- un'offerta a scendere presentata da UP A pari a 101 MW per 45 €/MWh;
- un'offerta a salire presentata da UP B pari a 1 MW per 200 €/MWh (per la risoluzione di un vincolo a rete integra: e.g. supporto di tensione).

Il calcolo del segno dello sbilanciamento zonale non tiene conto del contributo di energia di bilanciamento tra diverse zone. Il segno dello sbilanciamento aggregato nella macrozona A risulta quindi positivo, mentre lo stesso risulta negativo nella macrozona B. Secondo quanto previsto dalla disciplina attuale, il prezzo di sbilanciamento applicato a UC B risulta, pertanto, pari a 200 €/MWh.

Da questo esempio è evidente come il valore dell'energia venduta da Terna per mantenere bilanciato il sistema (45 €/MWh) risulti disallineato rispetto al valore dell'energia venduta a sbilanciamento da UC B (200 €/MWh).

Se la risoluzione del vincolo a rete integra richiede l'accettazione di 1 MW nella macrozona B in ciascuna ora o in un prevedibile sottoinsieme di ore dell'anno ciò incentiva i consumatori a sbilanciare sistematicamente.

Anche laddove la movimentazione fatta a prescindere dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale fosse esclusa dal calcolo del segno e del prezzo di sbilanciamento, tale prezzo – che risulterebbe pari a al prezzo di MGP (50 €/MWh) – non rifletterebbe correttamente il valore dell'energia nel tempo reale.

3. Criteri per la riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

3.1 Per risolvere le criticità che caratterizzano la disciplina vigente occorre riformare il meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento in modo tale da evitare che si verifichino disallineamenti significativi e sistematici tra:

- a) il valore dell'energia acquistata e venduta da Terna nel tempo reale per bilanciare il sistema; e
- b) il valore dell'energia acquistata e venduta dagli operatori nel tempo reale a sbilanciamento.

- 3.2 Di seguito si illustrano i principi alla base di due possibili soluzioni alternative che garantirebbero il superamento delle criticità che caratterizzano la disciplina attuale perseguendo l'obiettivo di cui al paragrafo precedente.
- 3.3 La prima soluzione prevede il calcolo dei prezzi di sbilanciamento su base nodale. Tale soluzione, sebbene in netta discontinuità con la disciplina vigente, rappresenta il modo più efficiente e, verosimilmente, anche più semplice per superarne le criticità.
- 3.4 La seconda soluzione prevede un complesso aggiustamento del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento attualmente in vigore, attraverso:
- a) il calcolo dei prezzi di sbilanciamento sulla base di zone dinamiche; e
 - b) l'esclusione dal calcolo dei prezzi di tutte le movimentazioni relative alle offerte accettate la cui dimensione sia – eventualmente pro quota - indipendente dallo sbilanciamento del sistema elettrico nella zona (ossia movimentazioni effettuate a prescindere dallo sbilanciamento aggregato).
- 3.5 Indipendentemente dalla soluzione adottata, l'Autorità intende altresì:
- a) estendere a tutte le unità fisiche di produzione e consumo la previsione di cui al comma 14.6 della deliberazione n. 111/06 che è attualmente limitata alle unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile, prevedendo l'obbligo di: *“definire i programmi di immissione (prelievo) utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza.”*;
 - b) prevedere la possibilità per gli operatori di mercato di presentare offerte di acquisto/vendita “virtuali” nel MGP finalizzate a consentire l'arbitraggio tra il prezzo in esito ai mercati dell'energia e quello del tempo reale (ovvero il prezzo di sbilanciamento).
- 3.6 Il seguito del presente capitolo è così strutturato. Nella prima sezione si illustrano i criteri alla base della prima soluzione individuata dall'Autorità che prevede il calcolo di prezzi di sbilanciamento sulla base di prezzi nodali. La seconda sezione definisce i criteri alla base della seconda soluzione individuata dall'Autorità che prevede l'introduzione di zone di bilanciamento dinamiche. Nella terza sezione si discutono ulteriori misure che l'Autorità intende adottare a prescindere dalla soluzione adottata e, in particolare, l'introduzione delle offerte “virtuali”.

Soluzione 1 – Prezzi di sbilanciamento nodali

- 3.7 La soluzione più efficiente per risolvere le criticità della disciplina vigente prevede il calcolo dei prezzi di sbilanciamento sulla base di prezzi marginali nodali.
- 3.8 Attualmente Terna acquista e vende energia nel MSD in ciascun nodo della rete sulla base di un algoritmo di ottimizzazione (c.d. *security constrained optimal dispatch*) che minimizza gli oneri e massimizza i proventi per il sistema, sotto il vincolo che tutti i vincoli di rete siano rispettati al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico.
- 3.9 Lo stesso algoritmo di ottimizzazione - se opportunamente sviluppato - potrebbe, altresì, essere utilizzato al fine di determinare il prezzo marginale dell'energia elettrica acquistata o venduta nel tempo reale in ciascun nodo della rete e in ciascun periodo rilevante.⁵
- 3.10 L'esempio seguente consente di comprendere la logica sottostante al meccanismo di calcolo dei prezzi nodali.

⁵ Il quarto d'ora.

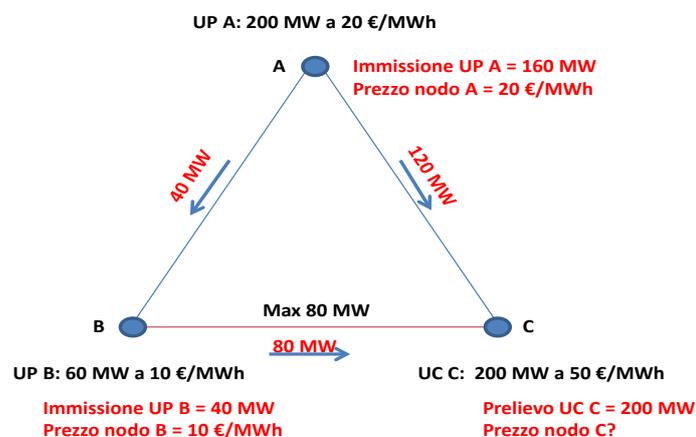
Esempio 2

Si consideri una rete composta da tre nodi (A, B e C) come quella riportata nella figura sottostante. Per semplicità si ipotizzi che:

- le linee di interconnessione tra i nodi hanno la stessa impedenza⁶;
- le perdite di rete siano nulle;
- il mercato operi in regime di concorrenza perfetta.

Si assuma, inoltre, che:

- nel nodo A sia localizzata una unità di produzione (UP A) con una potenza pari a 200 MW e un costo marginale di produzione pari a 20 €/MWh;
- nel nodo B sia localizzata una unità di produzione (UP B) con una potenza pari a 60 MW e un costo marginale di 10 €/MWh;
- nel nodo C sia localizzata una unità di consumo (UC C) con una domanda pari a 200 MW e una disponibilità a pagare di 50 €/MWh;
- le linee A-B e A-C abbiano capacità illimitata, mentre la linea B-C abbia capacità limitata pari a 80 MW;
- l'algoritmo di ottimizzazione che minimizza gli oneri e massimizza i proventi per il sistema - sotto il vincolo che tutti i vincoli di rete siano rispettati al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico - prevede l'attivazione di 160 MW da UP A e 40 MW da UP B;
- tali attivazioni generano i seguenti flussi sulla rete: 40 MW da A-B, 120 MW da A-C e 80 MW da B-C.



Il prezzo nel nodo C riflette il valore marginale di un MW di prelievo aggiuntivo nel nodo C. Detto MW aggiuntivo è fornito da una variazione delle immissioni nei nodi A (Δ_A) e B (Δ_B) tale che:

1. $\Delta_A + \Delta_B = 1$ (ossia la somma delle due variazioni sia pari a 1);
2. $\Delta_A * PTDF^{B-C(A)} + \Delta_B * PTDF^{B-C(B)} = 0$ (ossia il flusso sulla linea B-C non può aumentare).

I fattori $PTDF^{B-C(A)}$ e $PTDF^{B-C(B)}$ (c.d. *power transfer distribution factors*) rappresentano rispettivamente il flusso di potenza sul collegamento B-C in conseguenza dell'iniezione di 1 MW nel nodo A e B, mentre le iniezioni negli altri nodi sono mantenute costanti. Tali valori sono pari rispettivamente a $1/3$ e $2/3$.

Risolvendo il sistema di equazioni di cui ai punti 1. e 2. si ottiene: $\Delta_A = 2$ e $\Delta_B = -1$.

Il prezzo nel nodo C risulta, pertanto, pari a: $(20 * 2) + (10 * -1) = 30$ €/MWh.

⁶ Misura quanto una linea ostacola il transito della corrente alternata.

3.11 Ciò premesso, la proposta dell’Autorità prevede la riforma del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento sulla base dei seguenti criteri:

- a) per ciascun periodo rilevante, Terna calcola i prezzi marginali nodali in esito all’ultima sessione del Mercato di Bilanciamento sulla base delle sole curve di offerta per “Altri Servizi” (cd NRS), escludendo quindi le curve di offerta per l’utilizzo del servizio di Riserva Secondaria (cd RS);⁷
- b) *Unità abilitate:*
 - i) il prezzo applicato allo sbilanciamento delle unità abilitate è pari al prezzo marginale che si è determinato nel medesimo nodo in cui l’unità è localizzata;
 - ii) i corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento sono ridefiniti in maniera tale che alle unità abilitate che registrano uno sbilanciamento positivo o negativo rispetto al programma finale di immissione non siano riconosciuti gli eventuali proventi derivanti dalla prestazione di altri servizi di dispacciamento (servizio di regolazione primaria, secondaria, etc.).
- c) *Unità non abilitate:*
 - i) le unità non abilitate sono aggregate in *hub* che coincidono con le zone della rete rilevate utilizzate ai fini della risoluzione del MGP.
 - ii) Per ciascuno dei predetti *hub*:
 - il prezzo di sbilanciamento applicato alle unità di produzione non abilitate è pari alla media ponderata oraria dei prezzi registrati nei nodi dove è presente almeno un’unità di produzione non abilitata;
 - il prezzo di sbilanciamento applicato alle unità di consumo non abilitate è pari alla media ponderata oraria dei prezzi registrati nei nodi dove è presente almeno un’unità di consumo non abilitata.

3.12 Per meglio comprendere il funzionamento del meccanismo sopra delineato si consideri lo stesso esempio presentato nel capitolo precedente.

Esempio 3

Si considerino due macrozone di bilanciamento A e B interconnesse tra loro e un periodo rilevante.

Nella macrozona A è presente 1 nodo:

- nel nodo 1 è localizzata un’unità di consumo (UC A) e un’unità di produzione abilitata (UP A).

Nella macrozona B sono presenti 2 nodi:

- nel nodo 2 è localizzata un’unità di consumo (UC B);
- nel nodo 3 è localizzata un’unità di produzione abilitata (UP B).

In esito al mercato dell’energia il prezzo nelle due macrozone risulta allineato, pari a 50 €/MWh. Si assume, inoltre, per semplicità che la capacità delle linee di interconnessione tra i nodi sia illimitata. Lo sbilanciamento effettivo di UC A, UP A e UP B è nullo, mentre UC B fa registrare uno sbilanciamento positivo pari a 100 MW.

⁷ Qualora l’articolazione dei prodotti nel MSD dovesse variare come indicato nel Documento di Consultazione 508/2012/R/eel, i prezzi nodali utilizzati ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento farebbero riferimento alla risorsa meno pregiata.

In MSD Terna accetta:

- un'offerta a scendere presentata da UP A pari a 101 MW per 45 €/MWh;
- un'offerta a salire presentata da UP B pari a 1 MW per 200 €/MWh (per la risoluzione di un vincolo a rete integra: e.g. supporto di tensione).

Il prezzo di sbilanciamento applicato a UC B utilizzando la metodologia descritta nel presente capitolo risulterebbe pari a 45 €/MWh, ovvero il valore di un MW aggiuntivo di prelievo nel nodo C.

Da questo esempio risulta evidente come, a differenza dell'esempio 1, il valore dell'energia venduta da Terna per mantenere bilanciato il sistema (45 €/MWh) risulti allineato rispetto al valore dell'energia venduta a sbilanciamento da UC B (45 €/MWh).

In caso di congestione tra una o più interconnessioni il prezzo nodale sarebbe calcolato con la stessa logica di cui all'Esempio 2.

3.13 Un meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento concepito sulla base dei suddetti criteri comporta molteplici vantaggi:

- a) l'allineamento pressoché sistematico tra il valore marginale dell'energia comprata e venduta da Terna per mantenere bilanciato il sistema e il valore dell'energia comprata e venduta dagli operatori a sbilanciamento, garantendo così una maggiore aderenza del prezzo di sbilanciamento al costo o al beneficio causato al sistema dallo sbilanciamento. I prezzi nodali, come precedentemente definiti, riflettono, infatti, il prezzo marginale che Terna dovrebbe pagare/ricevere per acquistare/vendere un MW aggiuntivo di energia elettrica in tempo reale in ciascun nodo della rete e in ciascun periodo rilevante;
- b) l'attribuzione di un valore univoco all'energia comprata e venduta a sbilanciamento, superando la necessità di:
 - i) calcolare il segno dello sbilanciamento aggregato zonale con tutte le approssimazioni che tale esercizio comporta; e
 - ii) di escludere le movimentazioni che non dipendono dallo sbilanciamento aggregato macrozonale, in quanto tali movimentazioni avrebbero un impatto significativo sul prezzo dei nodi in cui vengono attivate, mentre avrebbero un impatto limitato sul prezzo degli altri nodi.
- c) il superamento di una logica penalizzante dei prezzi di sbilanciamento come previsto dalla disciplina attuale per le unità abilitate (*dual pricing*). Di fatto, le unità abilitate possono già oggi arbitrare tra un prezzo zonale (quello in esito a MGP) e un prezzo nodale (il prezzo a cui vengono remunerate nel MSD), in quanto quest'ultimo rappresenta il riferimento effettivo per la valorizzazione dell'energia prodotta dalle suddette unità.⁸ La maggiore aderenza dei prezzi ai costi e ai benefici causati al sistema dagli sbilanciamenti dovrebbe, inoltre, eliminare la possibilità per gli operatori di mettere in atto strategie di arbitraggio improprio⁹ che potrebbero pregiudicare la sicurezza del sistema.

⁸ Nel presentare le offerte nel MGP, le unità abilitate tengono, infatti, conto del valore che potrebbe assumere l'energia nel MSD, dove il meccanismo di selezione delle offerte avviene su base nodale e il sistema di remunerazione è di tipo *pay as bid*.

⁹ Per arbitraggio improprio si intendono le condotte atte trarre beneficio economico dal differenziale tra il prezzo MGP e quello di sbilanciamento, non sulla base dell'effettiva capacità previsionale dell'operatore, ma bensì sfruttando le distorsioni esistenti nel meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento e il conseguente disallineamento tra questo e il valore dell'energia nel tempo reale.

- d) il calcolo e la pubblicazione periodica di prezzi nodali favorirebbe, inoltre, la trasparenza del mercato con indubbe ricadute positive, sia sull'attività di programmazione degli operatori che sull'attività di monitoraggio svolta dall'Autorità. Con riferimento a quest'ultima, in particolare, l'analisi dell'articolazione dei prezzi nodali semplificherebbe:
 - i) l'individuazione delle situazioni di esercizio del potere di mercato locale da parte degli operatori;
 - ii) l'individuazione delle relative contromisure da adottare, quali ad esempio, il ricorso alla disciplina degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema (per i casi di monopolio) o una differente articolazione geografica delle zone utilizzate ai fini della risoluzione del MGP.

Soluzione 2 – Prezzi di sbilanciamento calcolati sulla base di zone dinamiche

3.14 Una soluzione alternativa rispetto a quella illustrata nella sezione precedente prevede la sostanziale revisione del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento attualmente in vigore sulla base dei seguenti criteri:

- a) le macrozone statiche utilizzate per il calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale e dei relativi prezzi sono sostituite da zone dinamiche determinate a partire dalle zone utilizzate per risolvere il MGP;
- b) in particolare, in ciascun periodo rilevante dette zone sarebbero determinate tenendo conto dei flussi effettivi tra zone confinanti. Se, ad esempio, il flusso effettivo non saturasse il limite di transito tra due zone, queste comporrebbero un'unica zona di bilanciamento. Viceversa, se il flusso effettivo saturasse il limite di transito tra le due zone, queste costituirebbero zone di bilanciamento separate;
- c) Terna dovrebbe, altresì, individuare ed eliminare tutte le movimentazioni relative alle offerte accettate la cui dimensione sia – eventualmente pro quota – indipendente dallo sbilanciamento del sistema elettrico nella zona (cd movimentazioni attivate a prescindere). Ciò richiederebbe la predisposizione di un meccanismo di *accounting* affidabile che Terna dovrebbe utilizzare a tale fine;
- d) una volta definite le zone di bilanciamento ed escluse le movimentazioni attivate a prescindere, il segno dello sbilanciamento aggregato zonale e il relativo prezzo sarebbero calcolati utilizzando la metodologia vigente:
 - i) *single pricing* per le unità non abilitate; e
 - ii) *dual pricing* per le unità abilitate.¹⁰
- e) inoltre, qualora tra due zone di bilanciamento che risultassero separate fra loro si fosse registrata una differenza tra il flusso in esito a MGP e il flusso effettivo, Terna dovrebbe tenerne conto nel calcolo del segno e dei prezzi medi ponderati di sbilanciamento applicati nelle due zone.

3.15 Per meglio comprendere il funzionamento del meccanismo sopra delineato si consideri lo stesso esempio presentato in precedenza.

¹⁰ Si propende per il mantenimento, almeno in una fase transitoria, di un meccanismo di dual pricing per le unità abilitate in quanto, vista la complessità di tale soluzione non si può escludere, a priori, il manifestarsi di situazioni analoghe a quelle che hanno portato all'avvio dell'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche del mercato in Sardegna.

Esempio 4

Si considerino due zone di mercato, tra loro interconnesse, utilizzate per risolvere MGP A e B e un periodo rilevante.

Nella zona A è presente un'unità di consumo (UC A) e un'unità di produzione abilitata (UP A). Nella macrozona B è presente un'unità di consumo (UC B) e un'unità di produzione abilitata (UP B).

In esito al mercato dell'energia il prezzo nelle due macrozone risulta allineato, pari a 50 €/MWh e pertanto non si registra congestione tra le due zone.

Lo sbilanciamento effettivo di UC A, UP A e UP B è nullo, mentre UC B fa registrare uno sbilanciamento positivo pari a 100 MW.

In MSD Terna accetta:

- un'offerta a scendere presentata da UP A pari a 101 MW per 45 €/MWh;
- un'offerta a salire presentata da UP B pari a 1 MW per 200 €/MWh (per la risoluzione di un vincolo a rete integra: e.g. supporto di tensione).

Ipotesi 1 il flusso effettivo tra le due zone non satura il limite di transito

Sotto questa ipotesi la zona A e la zona B rappresentano un'unica zona di bilanciamento.

La movimentazione di 1 MW a salire sarebbe eliminata dal calcolo del segno e del prezzo di bilanciamento.

Il segno dello sbilanciamento aggregato zonale risulterebbe positivo e il prezzo di bilanciamento applicato a UC B risulterebbe pari a 45 €/MWh e quindi allineato al valore dell'energia venduta da Terna per mantenere bilanciato il sistema.

Ipotesi 2 il flusso effettivo tra le due zone satura il limite di transito

L'attivazione a scendere per 101 MW di UP A satura il limite di transito tra la zona A e B. La zona B risulta pertanto una macrozona di bilanciamento a sé stante.

La movimentazione di 1 MW a salire sarebbe eliminata dal calcolo del segno e del prezzo di bilanciamento.

Il segno dello sbilanciamento aggregato zonale risulterebbe positivo per effetto della differenza tra il flusso in esito a MGP e il flusso effettivo (pari a 101 MW) dalla zona B alla zona A.

Ai fini del calcolo del prezzo di bilanciamento, il delta flusso sull'interconnessione tra le zone è considerato alla stregua di un'unità di produzione localizzata nella zona B che viene chiamata a scendere per 101 MW ad un prezzo pari a 45 €/MWh (il prezzo medio ponderato a scendere registrato nella zona importatrice). Il prezzo di bilanciamento applicato a UC B risulterebbe, pertanto, pari a 45 €/MWh, allineato al costo sostenuto da Terna per mantenere bilanciato il sistema.

3.16 Rispetto alla *soluzione 1* il meccanismo sopra illustrato presenta un maggior grado di complessità e risulta, altresì, maggiormente soggetto a possibili imperfezioni. In particolare:

- a) il sistema *di accounting* renderebbe non trasparente la determinazione del segno e dei prezzi di bilanciamento, che dipenderebbero dalla convenzione – che implica un inevitabile grado di arbitrarietà - stabilita per definire lo scopo delle movimentazioni effettuate sul MSD. Tale convenzionalità deriva dal fatto che una movimentazione può risolvere contestualmente più vincoli (ossia con la stessa movimentazione è

possibile approvvigionare più servizi;

- b) l'algoritmo di determinazione delle zone di bilanciamento dinamiche e dei relativi prezzi avrebbe una complessità verosimilmente superiore alla risoluzione del MGP.

Ulteriori misure

- 3.17 A prescindere da quale tra le due soluzioni sopra delineate risulti preferibile, l'Autorità intende adottare due ulteriori misure volte a rafforzare la disciplina degli sbilanciamenti effettivi rispetto all'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico.
- 3.18 La prima misura riguarda l'estensione a tutte le unità fisiche di produzione e consumo della previsione di cui al comma 14.6 della deliberazione n. 111/06 - che è attualmente limitata alle unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile - prevedendo l'obbligo di *“definire i programmi di immissione (prelievo) utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza.”*;
- 3.19 Ai sensi del comma 14.7 della deliberazione n.111/06, qualora il comportamento delle suddette unità si discostasse dai principi di cui al precedente paragrafo, Terna sarebbe tenuta a segnalarlo all'Autorità per l'apertura di un'istruttoria e l'irrogazione di eventuali sanzioni.
- 3.20 Tale misura è motivata dall'esigenza di evitare che lo sbilanciamento volontario su unità fisiche, con particolare riferimento alle unità abilitate, possa pregiudicare l'attività di dispacciamento svolta da Terna con effetti potenzialmente negativi sui livelli di sicurezza del sistema elettrico.
- 3.21 Con la seconda misura si prevede l'introduzione di offerte “virtuali” con la finalità di consentire l'arbitraggio tra i prezzi registrati nei mercati dell'energia (MGP e MI) e quelli del tempo reale (prezzo di sbilanciamento).
- 3.22 La possibilità di presentare offerte “virtuali” è già prevista nel disegno dei principali mercati statunitensi (e.g. PJM e New England). Il funzionamento di tali offerte può essere riassunto come segue:
 - a) soddisfatte le opportune garanzie finanziarie, qualsiasi operatore di mercato può presentare offerte di vendita o acquisto nel MGP senza l'obbligo di attribuzione di tale offerta a un'unità fisica di consumo o produzione e senza l'obbligo di iscrizione nel Conto di Sbilanciamento Effettivo di cui all'articolo 21 della deliberazione n. 111/06. Tali offerte di acquisto e vendita sono, pertanto, definite virtuali;
 - b) un operatore di mercato la cui offerta “virtuale” di vendita/acquisto fosse accettata ha l'obbligo di comprare/vendere l'energia sottostante detta offerta al prezzo di sbilanciamento che si è registrato nel medesimo periodo rilevante e nella medesima zona di mercato. In particolare:
 - i) nell'ipotesi in cui fosse adottata la *soluzione 1* il prezzo di sbilanciamento sarebbe pari alla media ponderata dei prezzi nodali della zona del MGP in cui è stata accettata l'offerta virtuale;
 - ii) nell'ipotesi in cui fosse adottata la *soluzione 2* il prezzo di sbilanciamento sarebbe pari a quello della zona di bilanciamento corrispondente.
- 3.23 Di seguito si forniscono due esempi numerici utili a meglio comprendere il funzionamento delle offerte virtuali.

Esempio 5

Si consideri, per semplicità, un utente del dispacciamento in prelievo (UDD A) il cui portafoglio comprende una unità di consumo localizzata nella zona A.

Mercato del giorno prima

Con riferimento all'ora X , nel MGP il predetto UDD presenta:

- un'offerta di acquisto pari a 100 MW;
- un'offerta virtuale di acquisto pari a 20 MW.

Entrambe le offerte vengono accettate ad un prezzo pari a 50 €/MWh.

In esito a MGP il bilancio netto dell'UDD A è pari a $(100 \text{ MW} * 50 \text{ €/MWh}) + (20 \text{ MW} * 50 \text{ €/MWh}) = -6.000 \text{ €}$

Tempo reale

Nel tempo reale la domanda dell'UC sottostante all'UDD A risulta pari a 110 MW e il prezzo di sbilanciamento nella zona A risulta pari a 60 €/MWh.

Lo sbilanciamento dell'UDD risulta negativo pari a 10 MW. Ciò rappresenta un esborso pari a:

$$(10 \text{ MW} * 60 \text{ €/MWh}) = -600 \text{ €}$$

In virtù dell'offerta virtuale di acquisto accettata nel MGP l'UDD A è tenuto a rivendere lo stesso ammontare di energia ad un prezzo pari a 60 €/MWh. Ciò rappresenta un credito pari a:

$$(20 \text{ MW} * 60 \text{ €/MWh}) = 1.200 \text{ €}$$

Bilancio finale dell'UDD A

Il bilancio finale dell'UDD A tenendo conto dell'offerta virtuale è pari a:

$$- 6.000 - 600 + 1.200 = - 5.400 \text{ €}$$

Il bilancio finale dell'UDD A, ipotizzando l'assenza di offerte virtuali, sarebbe stato pari a:

$$- 5.000 - 600 = - 5.600 \text{ €}$$

Esempio 6

Si consideri, per semplicità, un utente del dispacciamento in immissione (UDD B) il cui portafoglio comprende una unità di produzione (UP) localizzata nella zona B.

Mercato del giorno prima

Con riferimento all'ora X , nel MGP il predetto UDD presenta:

- un'offerta di vendita pari a 200 MW;
- un'offerta virtuale di acquisto pari a 200 MW.

Entrambe le offerte vengono accettate ad un prezzo pari a 50 €/MWh.

In esito a MGP il bilancio netto dell'UDD A è pari a $(200 \text{ MW} * 50 \text{ €/MWh}) - (200 \text{ MW} * 50 \text{ €/MWh}) = 0 \text{ €}$

Tempo reale

Nel tempo reale la produzione dell'UP sottostante all'UDD B risulta pari a 200 MW e il prezzo di sbilanciamento nella zona A risulta pari a 60 €/MWh.

Lo sbilanciamento dell'UDD risulta nullo.

In virtù dell'offerta virtuale di acquisto accettata nel MGP l'UDD B è tenuto a rivendere lo stesso ammontare di energia ad un prezzo pari a 60 €/MWh. Ciò rappresenta un credito pari a:

$$(200 \text{ MW} * 60 \text{ €/MWh}) = 12.000 \text{ €}$$

Bilancio finale dell'UDD B

Il bilancio finale dell'UDD B, tenendo conto dell'offerta virtuale, è pari a:

$$+12.000 \text{ €}$$

Il bilancio finale dell'UDD B, ipotizzando l'assenza di offerte virtuali, sarebbe stato pari a:

$$+10.000 \text{ €}$$

3.24 Le offerte virtuali di acquisto e vendita rappresentano, pertanto, l'opportunità per unità puramente virtuali e senza sottostante fisico di partecipare al MGP, con i seguenti vantaggi per il sistema:

- a) un maggiore allineamento tra i prezzi registrati nei mercati dell'energia e quelli del tempo reale dovuto attività di arbitraggio tra il prezzo registrato nel MGP e quello del tempo reale (ossia il prezzo di sbilanciamento);
- b) la facoltà per gli operatori di mercato di utilizzare le offerte virtuali come strumento finanziario di copertura rispetto ai differenziali di prezzo tra MGP e tempo reale (vedi esempio 5);
- c) la segregazione dell'attività di arbitraggio tra il prezzo di MGP e quello del tempo reale su unità puramente virtuali e senza sottostante fisico (vedi Esempio 6). Ciò comporta un minor rischio in termini di sicurezza del sistema perché sterilizzerebbe l'incentivo a distorcere la programmazione delle unità fisiche per effettuare la predetta attività;
- d) una maggior trasparenza rispetto a potenziali distorsioni nel meccanismo di formazione dei prezzi di sbilanciamento. Monitorando l'andamento delle offerte virtuali risulterebbe, infatti, più facile l'individuazione di elementi che distorcono in modo sistematico i prezzi di sbilanciamento.