



## ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

*Spett.le 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*

*Milano, 15 dicembre 2016*

**Osservazioni DCO 684/2016/R/eel “Mercato dell'energia elettrica Valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi - ulteriori interventi nell'ambito del regime transitorio introdotto dalla deliberazione dell'Autorità 444/2016/R/eel”**

### **Premessa**

Le regole che definiscono i criteri di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi sono di estrema rilevanza per lo sviluppo del settore, in quanto influiscono pesantemente anche sull'operatività dei diversi operatori di mercato e sulle loro prospettive future. Dato che gli spunti offertici in consultazione si limitano a considerare soltanto una parte degli effetti del prospettato nuovo quadro di regole in materia, riteniamo utile inquadrali in un ragionamento più complessivo, per poter meglio evidenziare quali siano gli aspetti e le condizioni che, allo stato attuale, potrebbero impedire al nuovo assetto regolatorio di operare efficacemente per garantire l'ulteriore diffusione e sviluppo della concorrenza nel settore, anche a beneficio dei clienti finali.

In via preliminare, riteniamo importante sottolineare come **le tempistiche per la risposta al presente documento di consultazione siano estremamente stringenti** per gli operatori. Il termine stabilito al 15 dicembre è risultato essere infatti molto vincolante ai fini di una discussione approfondita ed efficace sul tema degli sbilanciamenti (tema che appunto riveste grande rilevanza per il settore), tanto più che non è stato fornito agli operatori nessun tipo di dato storico per poter svolgere analisi e simulazioni in materia.

Temiamo inoltre in tal senso che la possibile pubblicazione della delibera in esito alla presente consultazione nei giorni immediatamente precedenti le festività natalizie possa causare altrettante non indifferenti difficoltà agli operatori, in particolare nell'ottica di un suo studio accurato e del corretto recepimento delle disposizioni in essa contenute entro la fine dell'anno, soprattutto se queste ultime dovessero presentare rilevanti discontinuità rispetto alla normativa precedente.



## ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

In aggiunta alle succitate particolari criticità legate alle specifiche tempistiche, riteniamo che non ci siano comunque ragioni tali da giustificare la celerità di una consultazione “lampo”. Evidenziamo infatti in tal senso come la stessa Autorità (esplicitandolo anche nel presente DCO) sottolinei che con la Delibera 342/2016/E/eel (“Del. 342”) siano già state ridimensionate le strategie di offerta delle unità abilitate, con la Delibera 444/2016/R/eel (“Del. 444”) siano stati già disincentivati i comportamenti ritenuti non diligenti introducendo il meccanismo misto *single-dual price* per UC e UP non abilitate programmabili e, con la Delibera 609/2016/R/eel, siano già state dichiarate essenziali le centrali di Brindisi Sud e Fiumesanto (al fine di porre un limite agli extracosti del primo semestre 2016) a partire dal 1 gennaio 2017. In ogni caso anche sulla base di tali premesse **la proposta** del DCO - in particolare con riferimento al possibile ritorno alla modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale in vigore fino al 2009, con tutte le conseguenti incognite derivanti dalla sua applicazione - **pare eccessiva, se non superflua, senza contare che al contempo non risulta evidente come tale modifica possa impattare sull’*uplift*.**

Riteniamo infatti **che le disposizioni in merito alla modifica della modalità di calcolo del segno di sbilanciamento contenute nel presente DCO**, peraltro pubblicato a campagna commerciale ormai chiusa, se effettivamente implementate **andrebbero a compromettere i risultati economici di molti degli operatori di mercato**, con effetti dirompenti soprattutto per quelli di minore dimensione, che operano spesso su una sola delle attività della filiera, andandone a pregiudicare le aspettative di sopravvivenza nel breve/medio termine e determinando come effetto immediato la concentrazione dei clienti verso pochi grandi operatori. Anche ove si riuscisse a procedere ad una rinegoziazione dei corrispettivi fissati con i contratti già conclusi, questo andrebbe sicuramente ad impattare sulle posizioni dei clienti finali, con l’insorgere di costi aggiuntivi per gli stessi.

Siamo infatti dell’opinione che tali disposizioni **potrebbero essere fortemente penalizzanti anche per i clienti finali**. Come viene infatti sottolineato nel Documento stesso, il valore del corrispettivo *uplift* a carico dei clienti è notevolmente calato già a decorrere dal periodo immediatamente precedente all’emanazione della Del. 444/16. Di contro, l’introduzione di una modifica sostanziale del mercato dell’energia elettrica, quale la variazione della formula di calcolo del segno dello sbilanciamento (esaminata in dettaglio di seguito nella nostra risposta), comporterebbe un’inevitabile revisione dei contratti già in essere, andando sicuramente a generare svantaggi, specie sotto il profilo della convenienza economica, e disagi ai clienti finali. Rileviamo infine come una regolazione per “aggiustamenti”, come l’Autorità espressamente qualifica l’intervento prospettato, peraltro in un arco temporale così ravvicinato, non può che nuocere alla stabilità del sistema, con grave pregiudizio per tutti i soggetti coinvolti (operatori e clienti finali).



## ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

In aggiunta a ciò il DCO, non apportando evidenti effetti positivi ai fini della tutela dei consumatori, andrebbe a porsi inoltre in contraddizione con quanto previsto dalla normativa europea nel Regolamento UE 543/2013, sia per la tempistica di pubblicazione dei prezzi di sbilanciamento (“appena possibile”), sia per la tempistica di pubblicazione del volume dello sbilanciamento (“entro 30 minuti dal periodo a cui si riferisce”).

### Osservazioni di dettaglio

***Q.1 Si concorda con il ritorno ad una modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale basata sulle misure effettive di immissione e prelievo? Si intravedono criticità in merito a questo approccio?***

Siamo in pieno disaccordo con le proposte esposte in merito a questo tema per diverse ragioni. *In primis*, riteniamo importante evidenziare che il ritorno all’implementazione della modalità di calcolo del segno di sbilanciamento in vigore fino al 2009 possa causare numerose incognite ed effetti - anche economici e sistemici - totalmente imprevedibili sul mercato elettrico e per gli operatori in esso coinvolti, in quanto il contesto attuale risulta essere ormai profondamente mutato rispetto quello originario (del 2009) per il quale tali modalità erano state inizialmente progettate e applicate - soprattutto a causa della superiore diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, che hanno appunto modificato sostanzialmente il mercato di riferimento.

Una tale scelta comporterà inoltre come noto profonde variazioni in termini di tempistiche di pubblicazione dei segni di sbilanciamento zonali e dei relativi prezzi, che saranno disponibili solamente all’inizio del mese  $m+2$ . A tal riguardo, siamo dell’opinione che la pubblicazione dei prezzi di sbilanciamento con tali tempistiche comporti numerosi problemi, tra i quali in particolare:

- la comunicazione tardiva dei dati renderebbe il succitato meccanismo estremamente oneroso, poiché gli operatori si troverebbero esposti economicamente al risultato dello sbilancio di quasi 3 mesi (mese  $m$ ,  $m+1$  ed  $m+2$ ) prima di conoscerne gli esiti economici. A tal proposito riteniamo opportuno ricordare che per tecnologie non programmabili, come ad esempio l’eolico, l’imprevedibilità della produzione (considerandola in via esemplificativa pari al 49% della produzione in virtù della banda di tolleranza introdotta dall’Autorità stessa all’art. 40.5bis della Delibera 111/06) esporrebbe l’operatore ad un rischio pari al 49% della produzione di tre mesi per 3.000€/MWh (calcolo eventuale che potrebbe essere adoperato per l’esposizione finanziaria massima). La tardiva comunicazione degli esiti (come si prospetterebbe in tal caso) si tradurrebbe dunque in un onere a carico del cliente finale evidentemente dovuto all’immobilizzazione di



## ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

capitale di rischio e all'incapacità di avere visione, da parte delle aziende del settore, della propria posizione economica, nonché di identificare la propria strategia di *hedging*. A ciò si aggiungerebbero inoltre i problemi dal punto di vista delle attività di redazione del bilancio e fatturazione.

D'altra parte una conoscenza ritardata dei costi di sbilanciamento renderebbe meno efficace proprio lo scopo incentivante/disincentivante degli stessi, poiché gli operatori si troverebbero a valutare gli effetti economici delle proprie scelte commerciali solo a distanza di tre mesi;

- il mantenere immutato il segno zonale a fronte della comunicazione tardiva dei dati delle rettifiche posticipate e dei conguagli per misure di *load-profiling* e illuminazione pubblica renderebbe inoltre il succitato meccanismo non pienamente *cost-reflective*, in quanto la coerenza tra i flussi fisici e quelli di *settlement* non sarebbe affatto garantita e si determinerebbero comunque distorsioni. Allo stesso tempo, tenere conto anche delle ulteriori sessioni di *settlement* sarebbe impraticabile da un punto di vista operativo e contabile, oltre che in antitesi rispetto agli obiettivi di armonizzazione dei mercati dell'energia elettrica a livello europeo, come del resto già evidenziato a suo tempo dalla Delibera 84/09. A peggiorare le cose contribuirebbe infine la perdita di ogni correlazione con il mercato in cui vengono definiti i prezzi che concorrono alla valorizzazione degli sbilanci: le movimentazioni su MSD non sarebbero infatti più influenti ai fini della determinazione del segno aggregato zonale, quindi anche la scelta di utilizzare i soli prezzi di MB per il calcolo del prezzo di sbilanciamento sarebbe da rimettere in discussione;
- i dati noti solo con tempistica  $m+2$  non agevolerebbero una facile stima dell'esposizione verso Terna, con ripercussioni economiche sugli operatori anche in tale contesto. A tal riguardo si noti che ciò potrebbe portare alla richiesta di ulteriori, onerose garanzie da parte del TSO, con chiare ripercussioni economiche soprattutto per gli operatori più piccoli;
- il ritardo della messa a disposizione dei dati sul segno e sul prezzo di sbilanciamento comporterebbe inoltre delle notevoli asimmetrie informative, dovute alla presenza di grandi gruppi che possono invece avere un accesso facilitato e in tempo reale alle misure di distribuzione, ritrovandosi pertanto in una posizione di netto vantaggio nel conoscere l'andamento complessivo del sistema – al contrario di altri soggetti che invece, come detto sopra, ricevono dati fortemente in ritardo. L'operatore dominante ad esempio gestisce l'86% dei punti di prelievo nazionali (dati dalla Relazione Annuale AEEGSI 2016);
- i succitati motivi comporterebbero quindi un aumento dei costi di gestione del rischio di sbilanciamento verso clienti finali e, in aggiunta a ciò, anche un onere dovuto alla revisione, se non rinegoziazione, di tutti i contratti appena siglati (ricordiamo



## ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

nuovamente in tal senso come la campagna commerciale 2017 si sia già ormai conclusa);

- la mancanza dal 2010 ad oggi di dati storici riferiti alla proposta di modifica di valorizzazione di sbilanciamento aggregato zonale non permette valutazioni e analisi approfondite;
- la situazione di rilevante discriminazione nei confronti degli operatori di dimensioni relativamente minori e geograficamente meno distribuiti rispetto a quelli di dimensioni maggiori e più capillarmente diffusi, determinata di fatto dalle originarie disposizioni della Del. 444/16, risulterebbe ulteriormente accentuata, perché come noto in portafogli molto ampi gli sbilanciamenti di segno opposto tendono ad annullarsi;
- l'ipotizzato passaggio a regole di sbilanciamento basate sul sistema nodale, previsto per il 2018, suggerisce l'esigenza di una maggiore stabilità normativa nel periodo attuale ed una maggiore propensione a prevedere fin da subito analisi e consultazioni relative a tale modalità definitiva, evitando invece fasi transitorie che non apporterebbero alcun valore aggiunto, ma che costituirebbero semmai elementi di ulteriore complicazione;
- riteniamo poi che il regime di valorizzazione che discenderebbe dal combinato disposto tra la Del. 444 e il provvedimento in consultazione, in generale si porrebbe in contrasto con i principi di efficienza, non discriminazione, trasparenza, pro-concorrenzialità e efficacia incentivante che devono caratterizzare i meccanismi di *settlement* ai sensi dell'adottando regolamento europeo che stabilirà le linee guida sul bilanciamento nel settore elettrico e di cui è stata recentemente pubblicata la bozza finale datata 10 ottobre 2016<sup>1</sup>.

Proprio a causa di quanto sopra riportato, **riteniamo quindi che il ritorno alle modalità di calcolo del segno di sbilanciamento in vigore fino al 2009** come proposto nella consultazione, oltre ad essere ridondante, nei termini del già avvenuto calo drastico del corrispettivo *uplift*, **possa portare più effetti negativi che positivi**. In particolare ribadiamo come gli illustrati impatti negativi sulle attività degli operatori del mercato elettrico si ripercuoterebbero necessariamente con ricadute negative anche sui clienti finali.

Evidenziamo infine una netta **discordanza del presente DCO rispetto alle posizioni prese in passato dalla stessa Autorità**. Sottolineiamo infatti che nel DCO 16 giugno 2016 316/2016/R/eel l'Autorità aveva invece espressamente detto che intendeva:

- non penalizzare gli utenti del dispacciamento che hanno già siglato contratti pluriennali con i clienti finali;
- non penalizzare gli utenti del dispacciamento con un portafoglio clienti di ridotte

---

<sup>1</sup> Documento disponibile presso il sito Internet di ENTSO-E al seguente indirizzo  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/informal\\_service\\_level\\_ebg1\\_10-10-2016nov.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/informal_service_level_ebg1_10-10-2016nov.pdf)



## ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

- dimensioni (pag. 23 del DCO);
- consentire agli utenti del dispacciamento di poter continuare ad ottimizzare il proprio portafoglio (pag. 23 del DCO);
- prevedere la decorrenza delle nuove regole da gennaio 2017 al fine di lasciare agli operatori un congruo tempo per adeguare le proprie strategie alle nuove regole (pag. 34 del DCO).

Dalla nostra analisi sopra riportata **emerge invece il rischio che la soluzione prospettata con il DCO 684/2016/R/eel vada proprio nella direzione opposta.**

Auspichiamo inoltre che relativamente alle unità virtuali, di cui si fa nuovo cenno nel documento oggetto della presente consultazione, si arrivi ad una definizione conclusiva della disciplina ad esse relativa, peraltro già prospettata in passato dalla stessa Autorità in numerosi documenti ai quali non sono mai - di fatto - conseguiti atti regolatori implementativi.

Rimarchiamo infine che le bande del sistema misto *single-dual price* devono consentire un'operatività ragionevole e che tenga conto dei limiti tecnici della programmazione: avevamo infatti già sostenuto, in risposta al succitato DCO 316/16, che per le UC un limite congruo di tolleranza della programmazione fosse verosimilmente semmai nell'ordine del +/-30%, vista anche la difficoltà nel programmare nei casi di cicli produttivi dipendenti dall'andamento della domanda, di attività stagionali, di autoproduttori, etc... Tali casistiche sono ben comuni ai portafogli energetici di numerosi grossisti. A tal fine saremmo pertanto favorevoli e disponibili fin da subito a discutere delle modalità di definizione della disciplina a regime di valorizzazione degli sbilanci, per consentirne la più rapida applicazione.

In conclusione ricordiamo inoltre che, sempre in risposta al succitato documento di giugno 2016, avevamo anche invitato l'Autorità a considerare che l'applicazione di una banda percentuale pura rappresenterebbe un vantaggio per gli operatori di maggiori dimensioni, mentre sarebbe di fatto fortemente penalizzante per coloro che, avendo un portafoglio più ridotto, si troverebbero margini di tolleranza anche di pochi kWh, margini che supererebbero facilmente nella gran parte delle ore: l'unica maniera per eliminare una simile disparità di trattamento sarebbe l'introduzione di un valore assoluto minimo dell'ampiezza di banda ad es. pari a +/- 5 MW.

Restando comunque a piena disposizione per qualsiasi ulteriore chiarimento ed eventuale opportunità di confronto in tema, rinnoviamo tutti i nostri più cordiali saluti.

Paolo Ghislandi