



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Spett.le Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Unità mercati elettrici all'ingrosso
Piazza Cavour 5
20121 Milano

Milano, 21 Ottobre 2013

<p>Osservazioni al DCO 368/2013/R/EEL “Mercato dell'energia elettrica - Riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi - Primi orientamenti”</p>
--

Considerazioni generali

Prima di entrare nel merito delle proposte, vogliamo esprimere forte soddisfazione per il fatto che sia stato pubblicato un documento ricco di spunti interessanti, fornendo così un'ottima base di discussione utile a condividere una nuova disciplina che riesca nell'intento di lasciare che gli utenti del dispacciamento operino perseguendo i propri interessi nel rispetto di quelli del sistema nel suo complesso. Noi siamo certi che tale principio è stato rispettato anche nel passato, fermo restando che si può sempre fare meglio. Da qui la nostra proposta di riforma della disciplina del dispacciamento contenuta nella comunicazione “*Osservazioni alla Delibera 285/2013*” del 15 luglio 2013, comunicazione che alleghiamo integralmente alla presente in quanto verrà richiamata per vari aspetti a più riprese.

Che l'attuale disciplina degli sbilanciamenti non sia perfettamente *cost reflective* è cosa oramai condivisa, che gli elementi critici siano (o almeno siano solo) quelli evidenziati in questo testo, come in tutte le delibere emanate dall'Autorità sul tema, forse un po' meno. Non vi è ad esempio traccia della distorsione delle ore con segno di sbilanciamento ma senza prezzo di sbilanciamento. Tale circostanza, che si è verificata in passato e si verifica tuttora in un numero rilevante di ore, comporta una forte sottostima del prezzo di sbilanciamento e conseguente sotto remunerazione/penalizzazione dello sbilanciamento controfase/in fase rispetto allo sbilanciamento macrozonale. Di tale evidenza abbiamo già fornito informativa all'Autorità (con le lettere in tema “*Nota tecnica in merito alla disciplina degli sbilanciamenti ex Delibera AEEG 111/06*” del 15 febbraio 2013 e “*Alcune riflessioni in merito all'auspicabilità di un sistema realmente cost reflective*” del 4 luglio 2013, oltre alla già richiamata comunicazione “*Osservazioni alla Delibera 285/2013*” del 15 luglio 2013). Speriamo quindi che si colga l'occasione della riforma della disciplina degli sbilanciamenti per risolvere tale situazione, che rappresenta un'evidente criticità.

Come ulteriore considerazione preliminare si può inoltre osservare che una disciplina degli sbilanciamenti debba necessariamente prevedere una remunerazione/penalizzazione dello



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

sbilanciamento pari ad una stima del guadagno/costo per il sistema causato dallo stesso sbilanciamento. Ciò avviene in quanto in molti casi non è possibile avere più di una stima, non è infatti possibile avere sempre immediata evidenza di quanto sarebbe costato il bilanciamento in assenza dello sbilanciamento del singolo operatore. Ma una stima per definizione non rappresenta un valore puntuale, quindi è del tutto normale che sussistano casistiche in cui la remunerazione/penalizzazione dello sbilanciamento si discosti dal reale guadagno/costo per il sistema causato dallo stesso sbilanciamento, quello che conta è che ciò avvenga in un numero limitato di ore. L'esempio riportato nel DCO, che dovrebbe evidenziare il perché l'attuale disciplina è lacunosa e quindi da riformare, rappresenta in tal senso una situazione puramente teorica che nella pratica probabilmente non si è mai verificata se non in un numero esiguo di ore. I casi di distorsione del meccanismo di sbilanciamento introdotti invece con le Delibere 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel, così come riportati negli esempi contenuti nella succitata comunicazione "Osservazioni alla Delibera 285/2013" da noi inviata, sono casi che si verificano in un numero consistente di ore. La sola casistica di assenza di prezzo di sbilanciamento pur in presenza di segno di sbilanciamento ha toccato picchi del 70% delle ore di un mese in una macrozona. Una casistica del genere andrebbe quindi secondo noi affrontata con la massima priorità. La nostra paura è che si disegni una disciplina degli sbilanciamenti su misura di un caso del tutto teorico e si trascuri invece una problematica molto più reale e statisticamente rilevante.

Sempre preliminarmente appare utile soffermarsi sulla previsione del DCO, che accomuna entrambe le proposte di revisione della disciplina, di escludere dalla determinazione del prezzo in un caso, e del segno e del prezzo macrozonale nell'altro, le offerte accettate per servizi (in particolare riserva secondaria). In pratica lo sbilanciamento dovrebbe essere regolato solo sulla base delle offerte accettate per bilanciamento. Tale previsione tuttavia, per quanto "apparentemente" condivisibile, potrebbe produrre, se non correttamente implementata, gravi effetti distorsivi. Un esempio di effetti distorsivi è deducibile analizzando quanto accade oggi:

ai fini del calcolo del prezzo di sbilanciamento macrozonale sono utilizzate le sole offerte accettate nel MB e conseguentemente escluse quelle accettate sul MSD ex ante. Tale previsione è adottata in quanto si ipotizza che Terna sul MSD ex ante si approvvigioni dei servizi e sul MB svolga attività di bilanciamento. Dovendo il prezzo di sbilanciamento rappresentare una stima del costo/ricavo legato all'attività di bilanciamento, si utilizzano per la sua determinazione le sole offerte accettate sul MB. Tale impostazione, corretta in linea puramente teorica, si scontra con una realtà ben diversa. La realtà è che Terna, per la minimizzazione degli oneri di dispacciamento, e quindi nell'interesse del sistema, spesso attende il tempo reale per approvvigionarsi sul MB di un servizio, come è vero che spesso svolge attività di bilanciamento in ombra ad un servizio nel MSD ex ante, o semplicemente svolge pura attività di bilanciamento nel MSD ex ante per opportune ragioni di sicurezza. In tutti questi casi, che hanno rappresentato negli anni passati e tuttora rappresentano la maggioranza delle ore, il



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

sistema di determinazione dei prezzi o funziona male (prezzi di sbilanciamento non *cost reflective*) o non funziona affatto (assenza di prezzi pur in presenza di segno di sbilanciamento).

Quello che vorremmo sottolineare con l'esempio sopra esposto è che, a fronte di un obiettivo comprensibile, bisogna trovare soluzioni commisurate allo stesso. Adottare modalità di calcolo inefficaci e soprattutto inefficienti non può essere la soluzione. In sintesi l'eliminazione delle offerte accettate da Terna per servizi ai fini del calcolo del prezzo di sbilanciamento è una cosa che riteniamo critica. Anche in questo caso le proposte inviate con la succitata comunicazione "*Osservazioni alla Delibera 285/2013*" garantirebbero una remunerazione *cost reflective* economicamente efficace ed efficiente. Nel testo proveremo poi a far esempi numerici per chiarire il punto per noi essenziale per avere prezzi di sbilanciamento che rappresentino stime tanto più vicine agli effettivi costi/ricavi legati allo sbilanciamento.

Ulteriore considerazione preliminare riguarda la previsione dell'introduzione di unità virtuali. Dalla lettura del Documento si constata che, a seguito dell'introduzione delle unità virtuali, il sistema elettrico non sarà più a rischio sicurezza, rischio legato piuttosto allo sbilanciamento volontario delle attuali UC fisiche. In realtà, riferendosi al Codice di Rete pubblicato da Terna, e in particolare al capitolo 4 paragrafo 4.9.3 lettera i), appare evidente come il mancato rispetto della programmazione delle UC fisiche non ha impatto sulla sicurezza. Discorso diverso è se a non rispettare i programmi sono le UP rilevanti non abilitate programmabili. Nel Codice di Rete infatti è ben spiegato come Terna, nello svolgimento del MSD, confronti la produzione di energia esito MGP con la miglior stima dei prelievi che la stessa Terna effettua. Nello svolgimento del MSD i consumi esito MGP non sono considerati se non in termini di produzione attivata. Terna quindi confronta la produzione attivata sul MGP con la propria previsione dei prelievi, se la produzione è scarsa la incrementa, se è eccessiva la decrementa, il tutto esclusivamente sulla base delle proprie previsioni. Lo stesso fatto che Terna faccia l'MSD sulla base della propria previsione e non sulla base dei consumi espressi dalle UC sul MGP rende impossibile alle UC partecipare direttamente al MSD, ma solo indirettamente tramite lo sbilanciamento. Nello svolgimento in "sicurezza" del sistema elettrico, a Terna, che una UP sia stata attivata da una UC fisica o da una unità virtuale non dovrebbe cambiare nulla, Terna verifica il livello della produzione attivata in esito al MGP (indifferentemente che sia stata attivata da UC fisica o unità virtuale), lo confronta con la propria previsione di fabbisogno e svolge il MSD. Con un sistema di questo tipo le UC possono sbilanciare a piacimento senza aver alcun impatto sulla sicurezza in quanto Terna ha tutto il tempo di allineare la produzione al fabbisogno previsto da Terna stessa sul MSD ex ante. Discorso ben diverso è se a sbilanciare volontariamente è la produzione rilevante non abilitata programmabile. In questo caso sì lo sbilanciamento crea problemi alla sicurezza, in quanto Terna fa affidamento anche a quella produzione quando svolge il MSD, contrariamente ai programmi di consumo. Se questa lettura è corretta le unità virtuali risolverebbero esclusivamente il problema di sicurezza legato allo sbilanciamento delle UP rilevanti non abilitate programmabili, non esistendo alcun problema di



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

sicurezza che debba essere risolto legato allo sbilanciamento delle UC. Quello che ci preme ancora una volta sottolineare è solo che non riteniamo condivisibile l'opinione diffusa da oltre un anno secondo cui lo sbilanciamento degli utenti del dispacciamento in prelievo ha messo a rischio la sicurezza del Sistema elettrico.

A questo punto ci preme anche sottolineare che senza un maggior dettaglio di come si vuole implementare la nuova disciplina è difficile dare un parere sull'una piuttosto che l'altra proposta. Essendo quindi proposte ancora generiche possiamo nel frattempo dare pareri generici, riservandoci tuttavia di dare pareri più di dettaglio a seguito del già previsto secondo Documento di Consultazione che, da quanto capiamo, dovrebbe essere più specifico.

Considerazioni sulle due proposte

Soluzione 1 - Modello nodale

Non ci sarebbe del tutto chiaro come verrebbe applicato il modello nodale nelle varie casistiche. Da quanto capiamo i punti chiave sarebbero i seguenti:

- A ogni nodo verrebbe associato un prezzo, che dovrebbe essere formato sulla base dell'energia offerta (sia a salire sia a scendere) sul MB ai fini del bilanciamento del nodo stesso;
- ai fini della determinazione del prezzo del nodo X:
 - verrebbe utilizzata l'energia offerta nel nodo X o in altri nodi che abbiano contribuito al bilanciamento dello stesso nodo X;
 - sarebbero escluse le movimentazioni di riserva secondaria;
- Il prezzo di sbilanciamento applicato alle UC sarebbe pari alla media ponderata oraria calcolata su base zonale dei prezzi marginali nodali dove è presente almeno una UC.

In questo modo si prevedrebbe un allineamento tra il valore marginale dell'energia comprata e venduta da Terna per bilanciare il sistema ed 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, in quanto i prezzi nodali rifletterebero proprio 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.

Andrebbe tuttavia chiarito quanto segue:

1. Si parla di un prezzo di sbilanciamento applicato alle UP abilitate o meno ed alle UC. Dobbiamo intendere che alle UV che escono lunghe dal MGP e vendono a sbilanciamento sarà applicato lo sbilanciamento delle UP non abilitate ed alle UV che escono corte dal MGP ed acquistano a sbilanciamento sarà applicato lo sbilanciamento delle UC?;
2. Comprendere meglio come saranno adoperate le misure associate alle UC (se l'energia acquistata in eccesso da UC che serve a bilanciare altri nodi sarà anch'essa considerata nei



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

nodi di destinazione);

3. Non è evidente come vengano utilizzate le offerte sia a salire sia a scendere ai fini della determinazione del prezzo marginale nodale;
4. Il prezzo di sbilanciamento applicato alle UC sarebbe pari sempre ad una media zonale dei prezzi marginali nodali e non al valore puntuale nodale, anche oggi è una media dei prezzi zonali, non si ravvisa perché si parla di “maggiore aderenza”;
5. Si dice che si supera la necessità 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. In realtà, contribuendo necessariamente tale energia al bilanciamento di un qualche nodo, contribuirà alla determinazione del prezzo di sbilanciamento esattamente come oggi, come peraltro è giusto che sia. L'energia movimentata a qualsiasi titolo infatti, anche se per risolvere una congestione, non si disperde nel nulla ma contribuisce al bilanciamento dei nodi limitrofi.

È complesso dare un giudizio su quanto proposto senza avere prima un chiarimento su questi punti. Quello che appare evidente è che il risultato non si dovrebbe discostare di molto da quanto si verificherebbe applicando le osservazioni già inviate attraverso le *“Osservazioni alla Delibera 285/2013”*. Anche in quel caso infatti, ai fini della determinazione del prezzo di sbilanciamento, si andrebbe a valorizzare l'energia con il prezzo della zona effettivamente bilanciata. Quello che preoccupa è l'esigenza di escludere le movimentazioni per altri servizi non di bilanciamento. Se Terna movimentata ad esempio un impianto per X MWh a salire per risolvere una congestione e gli stessi X MWh a salire sono utilizzati da Terna per bilanciare un Sistema elettrico corto, cosa accade? Che prezzo si utilizza per valorizzare l'eventuale energia di bilanciamento fornita da chi è andato lungo sul MGP ed in assenza della quale avrei dovuto fare altre movimentazioni sul MSD/MB? Proviamo a spiegare con un esempio:

- La Macrozona 1 esce corta dal MGP di 100 MWh, l'utente A va lungo di 50 MWh, Terna deve acquistare 100 MWh sul MSD/MB per bilanciare il Sistema;
- In assenza del comportamento “opportunistico” dell'utente A Terna avrebbe dovuto acquistare 150 MWh sul MSD/MB. Il comportamento dell'utente A quindi evita a Terna (e quindi al Sistema) di effettuare chiamate sul MSD/MB per 50 MWh;
- Il Sistema quindi risparmia, e se fosse cost reflective dovrebbe girare il risparmio sull'utente A;
- Se Terna, per risolvere una congestione, effettua una movimentazione a salire per 100 MWh, ha effettuato attività di bilanciamento “in ombra” al servizio di risoluzione di congestioni;
- Se ai fini della determinazione del prezzo di sbilanciamento sono escluse le chiamate per servizi, all'utente A, che ha bilanciato il Sistema per 50 MWh, presumibilmente verrà semplicemente restituito il prezzo MGP (sempre che nel nodo non sia stata fatta una movimentazione di 1 MWh a scendere, in quel caso l'utente A che ha bilanciato il Sistema, verrebbe addirittura penalizzato pagando lui il differenziale tra MSD/MB a scendere ed



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

MGP);

- In assenza dello sbilanciamento di 50 MWh dell'utente A che è andato lungo sul MGP Terna avrebbe dovuto acquistare energia da un produttore sul MSD/MB a prezzo MSD/MB a salire, prezzo statisticamente molto più elevato del prezzo MGP o MSD/MB a scendere, che è quanto riconosciuto all'utente A per l'energia di sbilanciamento venduta;
- Quindi se a bilanciare il Sistema è un consumatore che vende energia a Terna a titolo di sbilanciamento effettivo, o non viene remunerato o addirittura viene penalizzato.

Una cosa del genere accade già oggi, se Terna la congestione di cui all'esempio precedente la risolve sul MSD ex ante, si ha (almeno quasi sempre, vedi isole maggiori) un segno di sbilanciamento (in quanto il MSD ex ante contribuisce al segno macrozonale di sbilanciamento) ma non si ha un prezzo di sbilanciamento (in quanto le movimentazioni effettuate per riserva secondaria non sono utilizzate ai fini del calcolo del prezzo di sbilanciamento). L'unica soluzione è che nel caso di movimentazione per servizi, qualora l'energia movimentata abbia svolto anche il servizio di bilanciamento, la stessa energia sia utilizzata per il calcolo del prezzo di sbilanciamento. E tenendo conto che l'energia immessa a qualsiasi titolo su qualsiasi nodo da qualche parte sarà consumata e quindi andrà a bilanciare qualche altro nodo, riteniamo che il modello nodale non debba escludere dette movimentazioni. L'esclusione di alcune movimentazioni potrebbe avere lo stesso effetto distorsivo che ha oggi l'esclusione delle movimentazioni effettuate sul MSD ex ante. La minimizzazione degli oneri si ottiene dando una corretta valorizzazione all'energia di sbilanciamento. Remunerare meno vuol dire anche penalizzare meno e socializzare di più gli oneri di sbilanciamento.

La numerosità dei nodi rappresenta un ostacolo importante a realizzare strumenti e competenze previsionali. Ciò potrebbe impedire la diffusione di un mercato efficiente a livello nodale.

Soluzione 2 – Zone dinamiche

Anche in questo caso restano valide le tematiche evidenziate con le succitate *“Osservazioni alla Delibera 285/2013”* del 15 luglio 2013. In ogni caso segnaleremmo anche per questo modello alcuni aspetti che non ci risulterebbero chiari.

Ad esempio sarebbe utile capire come si intende applicare la seguente previsione *“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”*.

Facciamo un esempio numerico, in una determinata data ed ora:

- in esito al MGP si satura il transito tra la macrozona A e la macrozona B con flusso da A verso B;
- la macrozona A risulta in esito al MGP corta di 500 MWh, nella stessa ora la macrozona B risulta lunga di 200 MWh;
- sul MSD vengono chiamati a salire 300 MWh tutti nella macrozona B in quanto i prezzi sono



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

più bassi rispetto alla macrozona A;

- il transito si decongestiona di 500 MWh in quanto vi è un flusso fisico di tale entità dalla macrozona B verso la macrozona A (dato dai 200 MWh acquistati in più dalla domanda che è andata lunga sul MGP e dai 300 MWh acquistati da Terna sul MSD).

Prima che intervenisse l'Autorità con le nuove regole introdotte con le delibere 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel, il segno della macrozona B era correttamente negativo di 300 MWh (in quanto Terna ha effettuato movimentazioni nette a salire) e l'utente che era andato lungo veniva giustamente premiato in quanto evitava chiamate sul MSD (a prescindere che bilanciassero la macrozona A o B). Se tuttavia si guardasse il segno effettivo della macrozona B, quello perseguito dall'Autorità, questo sarebbe positivo di 200 MWh e l'utente andato lungo sarebbe, nonostante produca un beneficio per il Sistema, ingiustamente penalizzato. Quanto qui riportato è lo stesso fenomeno che accade oggi (con l'eliminazione delle movimentazioni effettuate sul MSD ex ante) e che accadrebbe con le nuove regole proposte, se si scorporano i flussi in export dalla macrozona B dal calcolo del segno.

Facendo ancora riferimento all'esempio sopra riportato, l'appiattimento (o l'assenza) dei prezzi su MSD farà sì che nella macrozona B nessuno andrà più lungo e Terna, per bilanciare i 500 MWh della macrozona A, sul MSD piuttosto che comprarne 300 ed usufruire dei 200 venduti a titolo di sbilanciamento effettivo (ad un prezzo generalmente inferiore in quanto prezzo MSD medio), ne comprerà 500 di MWh nella macrozona B, a prezzi tendenzialmente più elevati e ricompresi nell'uplift in bolletta.

In aggiunta a questi elementi di incertezza sottolineiamo anche che la non-stabilità delle macrozone è vista come un impedimento allo sviluppo di strumenti e tecniche previsionali, rendendo incerta la possibilità di operare da parte dei traders.

Problematiche di implementazione, trasparenza e funzionamento dei mercati

Si riportano alcuni spunti per l'implementazione del nuovo sistema del bilanciamento comuni ad entrambi i modelli.

Auspichiamo innanzitutto che Terna renda pubblici con maggiore accessibilità le informazioni inerenti la definizione dei prezzi dell'energia.

Gli operatori dispongono oggi di mezzi del tutto insufficienti ad un adeguato monitoraggio della rete, con la conseguenza della non trasparenza dell'intero sistema. Si auspica, pertanto, l'adozione di misure tali da consentire un accesso agevole e trasparente a qualsiasi informazione posta alla base dell'algoritmo che verrà attuato per la formazione del prezzo di sbilanciamento. Si può addirittura paventare il rischio che il nuovo sistema del MSD, eliminando di fatto le chiamate per servizi in fase di programmazione, sia ancora più discrezionale e le scelte di Terna potrebbero influenzare in maniera molto diretta il segno che si va a formare.

A titolo esemplificativo queste sono le ulteriori tematiche da approfondire relative al



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

funzionamento del mercato del bilanciamento rilevanti per i nostri associati:

- Possibilità di conoscere i prezzi definitivi del bilanciamento con le stesse tempistiche del MGP. Per tutti i nuovi nodi e/o le nuove zone occorrerà un ampio dettaglio sui dati e sulle informazioni pubblicate (almeno col dettaglio di oggi, possibilmente migliorandone il formato di divulgazione);
- Possibilità per le unità virtuali di operare anche su MI per aprire e chiudere posizioni;
- Conoscere da parte di Terna i reali costi sostenuti per il bilanciamento del sistema;
- Comprendere meglio il meccanismo delle garanzie richieste per le unità virtuali, prevedendo un ammontare congruo di garanzie da richiedere agli operatori virtuali “puri” affinché le posizioni lunghe o corte assunte non creano rischi default per il sistema elettrico. Allo stesso tempo è invece da evitare per gli operatori sia fisici che virtuali che il meccanismo delle unità virtuali contribuisca ad accrescere il fabbisogno di garanzie fideiussorie. Sarebbe auspicabile che in futuro sia possibile compensare le posizioni di segno opposto garantite su MGP e MSD;
- Il concetto di “hub” è da considerarsi statico o dinamico? L’aggregazione dei nodi può differire per UP non abilitate e UC? Nel DC 3.11 lettere c e ii si fa riferimento ad aggregazioni diverse, dove è presente almeno 1 UP e dove è presente almeno 1 UC.

Conclusioni

Si conferma la soddisfazione per i contenuti e le aperture proposte nel documento. C’è un principio generale che ci interessa comunque sottolineare con forza:

- La programmazione dell’energia deve essere elaborata sulla base di regole economiche e di funzionamento dei mercati, chiare e oggettive;
- Non condividiamo l’applicazione di molto più aleatori principi che si basino sulla buona fede o sulla diligenza, perizia e prudenza.

Esprimiamo quindi la nostra preferenza per regole certe e non discutibili, a tutela della legittimità del nostro stesso operato ed anche poi dell’azione di monitoraggio e regolazione.

Quello che ci preme evidenziare sulle misure ipotizzate è il rischio che il modello attuato non sia effettivamente *cost reflective*, in quanto, con l’eliminazione di alcune offerte, il prezzo di sbilanciamento rappresenterebbe, come peraltro rappresenta oggi, una sottostima del reale valore dell’energia di bilanciamento.

Esprimiamo comunque ad oggi una generica preferenza per il modello “nodale”.

Queste, come peraltro già detto, rappresentano solo delle prime riflessioni, ci riserviamo di



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

integrare in modo più dettagliato la nostra posizione in risposta al secondo documento di consultazione.

Sottolineiamo, infine, alcuni ulteriori aspetti rilevanti:

- Evitare che, a causa della complessità e dei tempi di implementazione di qualsiasi soluzione sarà scelta, ci sia, l'adozione di provvedimenti parziali. Ad es. se verranno introdotti aspetti sanzionatori a danno delle UC dovranno essere in parallelo introdotte le unità virtuali;
- Nell'ottica di una sempre auspicata stabilità regolatoria, necessaria sia dal lato grossisti che clienti finali, una tempistica di implementazione che sia comunque non antecedente al 1.1.2016, in considerazione del fatto che sono (e saranno sempre più nei prossimi mesi) già stati sottoscritti da un numero significativo di controparti, contratti di fornitura validi a tutto il 2015 (nonché contratti di lungo termine per il ritiro dell'energia da FER). Tali contratti dovrebbero essere ridiscussi nel caso di drastico mutamento normativo. Ecco perché sarebbe preferibile un periodo di "simulazione" della nuova norma in cui i vecchi prezzi di bilanciamento siano pubblicati e calcolati in parallelo ai nuovi;
- Il tema del modello di calcolo dello sbilanciamento è solo uno degli aspetti critici del mercato elettrico e dovrebbe essere inquadrato in più ampio ripensamento dei provvedimenti da adottare per far fronte ad alcune altre criticità che, analogamente allo sbilanciamento, portano ad un incremento dei costi del sistema elettrico. Solo a titolo di esempio si possono citare: l'attribuzione e in quale misura degli oneri di sbilanciamento alle FRNP, tuttora oggetto di grande incertezza da parte degli operatori; la definizione di modalità per contrastare sensibili variazioni del PUN non legate a ragioni strutturali ma a fatti contingenti, quali interventi di manutenzione di porzioni della rete Terna (vedi il caso del cavo Sicilia-Continente). Dalla Del. 450/2012/E/EEL del 11/10/2012 si evince che sono ancora in corso attività di istruttoria e indagine sui mercati energetici. Sarebbe probabilmente utile conoscere anche l'esito di queste ultime istruttorie per comprendere i possibili impatti anche sulla presente consultazione.

Restando comunque come sempre a disposizione per eventuali ulteriori chiarimenti ed approfondimenti in tema, rinnoviamo tutti i nostri migliori saluti.

Paolo Ghislandi