

RISPOSTA DI ENEL SPA AL
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
23 APRILE 2015

Attuazione del regolamento Ue 312/2014 della Commissione, in materia di bilanciamento del gas naturale

OSSERVAZIONI GENERALI

1. Enel riporta di seguito le proprie osservazioni alla consultazione, evidenziando comunque la difficoltà ad effettuare una valutazione complessiva del futuro assetto del bilanciamento dal momento che sono ancora in fase di definizione alcuni elementi di fondamentale importanza per assicurarne il corretto funzionamento.
2. In primo luogo riteniamo che la partenza del nuovo mercato non possa avvenire in mancanza di adeguate modalità di responsabilizzazione del RdB, il cui ruolo al fine del bilanciamento del sistema è riconosciuto anche dallo stesso Regolamento (UE) n. 312/2014. Tali meccanismi, a nostro avviso, dovranno essere finalizzati non solo alla minimizzazione dei costi di bilanciamento e alla messa a disposizione di informazioni tempestive ed accurate, come proposto dall'Autorità, ma anche all'adozione stessa di tutte le azioni necessarie per bilanciare il sistema. Più in particolare, riteniamo che il nuovo meccanismo di responsabilizzazione debba fornire garanzie di mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta almeno analoghe all'attuale assetto, anche laddove si superasse la logica dell'intervento "automatico" del RdB in certe situazioni (come oggi accade con l'attivazione della G-1 o con la chiusura del bilanciamento ex-post in Pb Gas).
3. Enel condivide il principio espresso dall'Autorità per cui il nuovo assetto non debba ridurre le attuali risorse di bilanciamento. In questo senso è fondamentale che vengano confermati gli strumenti dello stoccaggio a reintegro e della punta addizionale di cui alla Delibera 353/2013/R/gas. Con riferimento a tali misure e, più in generale, ai meccanismi di gestione delle congestioni nell'utilizzo della capacità di erogazione da stoccaggio si ritiene di non avere a disposizione, allo stato attuale, tutti gli elementi per valutare compiutamente le proposte dell'Autorità che pertanto si auspica siano approfonditi in successive consultazioni.
4. Relativamente ai prezzi, si ritiene che l'eventuale applicazione di un livello di 23 €/GJ anche in situazioni di superamento dei limiti di erogazione commerciali (che in alcuni periodi dell'anno sono fissati a livelli molto inferiori rispetto alla punta tecnica di sistema) possa costituire una penalizzazione eccessiva per gli utenti che sbilanciano. Almeno in tali casi si suggerisce di continuare ad adottare il prezzo amministrato attuale (TTF+4€/GJ), che è comunque sufficiente a fornire un segnale efficace ai fini della massimizzazione delle importazioni.
5. Si evidenzia che alla luce delle nuove disposizioni su prezzo duale e *small adjustment* andrebbero aggiornate le disposizioni in materia di *Settlement* gas al fine di non penalizzare gli Utenti che servono i clienti civili. Enel in termini generali condivide l'approccio dell'Autorità per cui eventuali extra-oneri rispetto agli effettivi costi di bilanciamento debbano essere commisurati alle possibilità degli utenti di prevedere i propri sbilanciamenti. D'altra parte allo stato attuale è impossibile un'accurata previsione da parte

dell'Utente dei consumi su rete di distribuzione ed in particolare dei clienti civili (frequenza di lettura annuale o semestrale) con regole di allocazione (*load profiling* non dinamico modificati per la necessaria quadratura della cabina) funzione anche dei consumi degli altri Utenti. Pertanto in tali casi e per tali tipologie di prelievo si propone di applicare il prezzo medio di mercato.

6. In termini più generali, in merito allo *small adjustment*, Enel condivide quanto espresso dall'Autorità nella consultazione circa l'esigenza che tale corrispettivo non comporti un'eccessiva esposizione finanziaria degli utenti. Al fine di minimizzare tale rischio, e tenuto conto che il nuovo sistema di prezzi duali già incentiva di per sé un comportamento virtuoso da parte degli utenti, Enel ritiene che il livello dello *small adjustment* debba essere mantenuto pari o comunque prossimo al valore attualmente in vigore.
7. Enel condivide quanto espresso dall'Autorità relativamente alla discontinuità significativa nella gestione del bilanciamento derivante dal passaggio dal vecchio al nuovo regime. Per tale ragione si ritiene opportuno che l'intero quadro normativo/regolatorio di riferimento sia definito con adeguato anticipo rispetto all'effettivo avvio del mercato, in modo che gli utenti abbiano a disposizione il necessario tempo (i) per adeguare la propria organizzazione e gli strumenti operativi (ad esempio sistemi ICT, garanzie), oltre che (ii) per garantire una fase iniziale di apprendimento e di test.

RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

Q1. Ritenete che vi siano ulteriori aspetti in materia di notifiche di scambio che debbano essere presi in considerazione?

Enel condivide l'esigenza di prevedere l'estensione sino al termine del giorno gas dell'arco temporale in cui è possibile immettere transazioni al PSV, effettuate sia su base bilaterale che nell'ambito del mercato centralizzato gestito dal GME, in tempi compatibili con i cicli di rinomina.

Q2.-Q3. Si concorda coi principi sopra esposti circa la natura non prescrittiva delle norme sull'intervento del RdB nel mercato? Si ritiene necessario prevedere specifici obblighi in capo al RdB circa la definizione e pubblicazione delle modalità adottate per la decisione di intraprendere azioni di bilanciamento? Oppure ritenete che sia sufficiente definire un sistema di incentivi che implicitamente stimoli il RdB a rendere disponibili agli utenti le informazioni più efficaci per l'efficienza del bilanciamento stesso?

Enel ritiene che la discrezionalità del RdB ad intervenire debba senz'altro essere opportunamente guidata dal necessario meccanismo di responsabilizzazione e pertanto su questo tema si attende la consultazione preannunciata dall'Autorità.

Si rileva comunque che tale responsabilizzazione dovrebbe prevedere anche misure ulteriori rispetto a quelle economiche per promuovere l'intervento di Snam. Ci si riferisce ad esempio alla necessità d'intervento da parte del RdB, nei casi di previsione di superamento dei limiti commerciali di erogazione da stoccaggio, anche quando non ricorrano le circostanze per attingere allo stoccaggio strategico. In tale frangente un intervento tempestivo di Snam (anche ad esempio in G-1, per fornire un segnale all'incremento delle importazioni) potrebbe limitare il ricorso a prezzi amministrati.

In ogni caso Snam al fine di orientare più efficacemente le scelte degli operatori dovrebbe (1) pubblicare i principi ed i criteri d'intervento (2) rendere riconoscibile l'azione di bilanciamento. In

merito al secondo punto si potrebbero prevedere ad esempio delle fasce orarie d'intervento determinate e note *ex-ante*, tali per cui gli operatori possano individuare distintamente l'azione di Snam.

Q4. Si condivide l'opportunità di rimuovere il servizio di stoccaggio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto del sistema ai fini del bilanciamento giornaliero?

Enel ritiene opportuno rimandare a successiva valutazione la scelta in merito alla rimozione del servizio, che almeno in una prima fase potrebbe essere mantenuto come strumento a disposizione di SNAM per bilanciare in tempo reale il sistema. In una fase successiva (ad esempio in occasione della prossima campagna di conferimento dello stoccaggio 2016/2017), si potrebbero poi valutare schemi alternativi di allocazione di tale ulteriore risorsa, preziosa per il bilanciamento fisico del sistema, tra RdB e/o shippers e/o operatori dello stoccaggio.

Q5. Si condivide l'opportunità di rimandare a successiva valutazione le modalità di gestione oraria del bilanciamento e l'introduzione di prodotti temporal, obblighi infragiornalieri nonché la rimozione o riduzione dell'accesso da parte del RdB al servizio di stoccaggio per la modulazione oraria?

Enel ritiene condivisibile rimandare a successiva valutazione le modalità di gestione oraria del bilanciamento, che costituirebbe un ulteriore elemento di complessità per gli operatori che difficilmente potrebbero reperire le necessarie risorse. Questo anche alla luce della rigidità operativa che a tutt'oggi caratterizza i contratti di importazione gas di lungo termine, che rappresentano ancora una quota importante del bilancio energetico gas.

Q6. Si condivide l'impostazione normativa illustrata riguardo all'introduzione delle rinomine?

Q7. Ritenete che vi siano controindicazioni e inefficienze nel prevedere che in una prima fase di avvio le rinomine infragiornaliere presso lo stoccaggio siano effettuate con frequenza superiore all'ora? Ed eventualmente qual è il numero minimo di cicli di rinomina infragiornalieri che ritenete necessari e in che orari?

Enel ritiene efficiente che con l'avvio del nuovo mercato del bilanciamento siano introdotti cicli di rinomina oraria presso i punti interconnessi con gasdotti esteri e terminali di rigassificazione di Gnl. Per quanto riguarda lo stoccaggio, Enel ritiene ragionevole che le rinomine avvengano con una frequenza diversa da quanto previsto per i punti di entry e compatibile con la maggior rigidità che tale risorsa presenta.

Resta inteso in ogni caso che lo schema di rinomina, compatibilmente con i vincoli operativi, deve massimizzare la disponibilità di risorse per il bilanciamento e che la frequenza sia almeno pari a quella prevista per le aste che verranno organizzate per gestire la congestione nell'utilizzo della capacità.

Q8. Condividete le considerazioni sopra effettuate in materia di formazione dei prezzi di sbilanciamento? In particolare condividete l'applicazione di prezzi duali in situazione di "emergenza" pari al prezzo definiti amministrativamente solo all'utente sbilanciato nello stesso verso del sistema?

Circa la dimensione e le modalità di applicazione dello *Small Adjustment*, si ritiene che il prezzo duale sia già di per sé sufficiente a promuovere il bilanciamento degli Utenti. A tal fine, si segnala l'opportunità di prevedere uno *Small Adjustment* sostanzialmente in linea con quello attuale.

In ottica di minimizzarne gli impatti e di prevedere una fase di “apprendimento” per gli operatori, Enel propone, in alternativa all'applicazione di un singolo valore dello *small adjustment*, l'implementazione di un sistema di soglie che leghino l'entità dello sbilancio al livello di *small adjustment* applicabile. La finalità di tale meccanismo sarebbe quella di preservare gli operatori da esposizione eccessiva rispetto a quella componente ineliminabile dell'errore di previsione garantendo al contempo una protezione al sistema prevedendo la penalizzazione di posizioni eccessive di sbilancio.

Come già indicato nelle considerazioni generali, Enel considera necessaria una modifica del *settlement* al fine di responsabilizzare gli Utenti solo su ciò che controllano.

In particolare per quanto riguarda le sessioni di aggiustamento ($m+12$ e seguenti) si ritiene corretta l'applicazione del prezzo medio di mercato in luogo del prezzo maggiorato dello *small adjustment*.

Per quanto riguarda invece la sessione di bilanciamento ($m+1$), fatto salvo quanto già evidenziato riguardo al dimensionamento dello “*small adjustment*”, Enel ritiene che possa essere implementato un ulteriore un meccanismo di gradualità per il quale si dovrebbe applicare, almeno per gli sbilanci legati ai civili, il prezzo medio di mercato in luogo del prezzo maggiorato dello *small adjustment*.

Questo doppio schema di bilanciamento, per il quale sostanzialmente si richiede all'operatore che serve mercato non misurato giornalmente (tipicamente sotto rete di distribuzione), di bilanciare la propria posizione provvisoria comunicata dal trasportatore consentirebbe ancora una volta di minimizzare l'esposizione per gli Utenti garantendo al contempo il reperimento delle necessarie risorse di bilanciamento per il sistema.

Si condivide infine la proposta circa l'applicazione del prezzo definito amministrativamente ai soli utenti sbilanciati nello stesso verso del sistema.

Nelle more della definizione delle disposizioni in materia di valorizzazione dei costi delle risorse attivate in caso di emergenza e dei corrispondenti prezzi di sbilanciamento, si ritiene opportuno che la valorizzazione pari a 23 €/GJ sia applicata solo nel caso in cui si ecceda la punta di erogazione tecnica di sistema o vi fosse la ragionevole certezza che non sia possibile anche in futuro reintegrare i quantitativi prelevati in eccesso rispetto alla punta commerciale.

Negli altri casi di superamento dei vincoli di erogazione commerciale da stoccaggio, si propone, come evidenziato in premessa, di applicare l'attuale valorizzazione (TTF+4 €/GJ).

Q9.-Q10. Si concorda con la necessità di introdurre meccanismi di gestione delle congestioni della capacità di erogazione ed iniezione in stoccaggio? Ritenete efficienti i meccanismi sopra prospettati? Quale dei due meccanismi ritenete preferibile (asta esplicita o implicita)?

Enel intende la proposta dell'Autorità di gestione delle congestioni della capacità di stoccaggio come un meccanismo di *use-it-or-sell-it* o *use-it-or-get-paid-for-it* (e non *use-it-or-lose-it*). Si ritiene comunque che tale meccanismo vada ulteriormente dettagliato, al fine di poter fornire una valutazione completa, anche relativamente alla preferenza tra i meccanismi di asta esplicita o implicita.

In ogni caso, riteniamo opportuno che:

- vengano preservati i diritti di rinomina per gli operatori titolari di capacità (ad esempio consentendo una partecipazione all'asta ed attuando quindi un principio di buy back, come accennato nella consultazione)

- sia previsto un mercato secondario della capacità di stoccaggio complementare al sistema di aste su base *infraday*.

Q11.-Q12. Quanto ritenete debba essere esteso il periodo di disponibilità delle informazioni e degli strumenti richiesti dal nuovo regime di bilanciamento prima dell'avvio dello stesso? Quali informazioni e strumenti si ritengono indispensabili per il periodo di prova prima dell'avvio? E quali al momento dell'avvio del sistema?

E' prioritario e propedeutico a qualsiasi ulteriore responsabilizzazione il miglioramento della qualità e l'ampliamento del set informativo, attraverso il sistema di incentivazione del RdB.

In particolare sarebbe importante avere quanto prima, come richiesto da Enel in risposta all'Allegato A della delibera n. 485/2014, le informazioni che rendano possibile ricostruire la composizione delle singole cabine primarie in termini di profili (PROF, di cui alla Tabella 3 allegata al TISG) ad esse sottesi.