

**REGIME DI COMPENSAZIONE ECONOMICA PER LE
RIDUZIONI DEI DIRITTI DI UTILIZZO DELLA CAPACITÀ DI
TRASPORTO CON FRANCIA, AUSTRIA E SLOVENIA PER IL
2016. POSSIBILE REVISIONE DEI CRITERI DI
DETERMINAZIONE DEI VOLUMI ALLOCABILI SU BASE
ANNUALE E MENSILE**

*Documento per consultazione 239/2015/R/eel
del 21 maggio 2015*

Osservazioni di ASSOELETTRICA

22 giugno 2015

Considerazioni di carattere generale

Il regime di compensazione economica per le riduzioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto dovrebbe perseguire i seguenti obiettivi generali:

- a) garantire un effettivo miglioramento della firmness;
- b) tutelare il buon funzionamento del mercato secondo un criterio di efficienza;
- c) essere coerente con le regole europee in particolare le *Harmonised Allocation Rules for Forward Capacity Allocation* (HAR) e le Raccomandazioni ACER del 22 Maggio 2014 volte ad ottenere un maggior grado di firmness sulla maggior parte dei confini.

Nel documento per la consultazione l'Autorità, nel contesto della prossima adozione delle *Harmonised Auction Rules (HAR)* da parte di ENTSO-E, prevede tre possibili differenti regimi di compensazione economica per le riduzioni dei diritti di capacità:

- Scenario 1: Mantenimento dell'attuale regime di firmness e dei volumi previsti per il 2015 e valorizzazione delle riduzioni dei diritti di utilizzo della capacità al prezzo d'asta;
- Scenario 2: Compensazione delle riduzioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto alla market spread con *cap* di spesa su base mensile e “modesta” riduzione del volume dei diritti annuali e mensili;
- Scenario 3: Remunerazione delle riduzioni dei diritti di utilizzo della capacità alla market spread con *cap* di spesa su base annuale e “forte” riduzione del volume dei diritti annuali e mensili (approccio *bottom-up*).

Per quanto concerne le analisi che hanno portato alla definizione degli scenari presenti nel DCO, sarebbe opportuno che l'Autorità dettagliasse adeguatamente le ipotesi adottate e i risultati ottenuti al fine di guidare una scelta consapevole degli operatori.

Da un punto di vista metodologico, nell'ambito del confronto fra prezzo medio in esito dell'asta di allocazione della capacità e la *price spread*, si potrebbe adottare un approccio più rigoroso che prenda come riferimento della price spread i prezzi forward del prodotto messo in asta invece che i valori consuntivati sul mercato spot.

Nella pratica, le offerte presentate nelle aste di capacità annuali e mensili si basano fondamentalmente su considerazioni relative alle curve forward dei prezzi dei mercati OTC rilevanti disponibili al momento dell'asta, che per loro natura non possono tener conto di fondamentali di breve termine altamente non prevedibili (legati ad esempio alla generazione intermittente, al venir meno di unità di generazioni rilevanti o metereologici).

Inoltre, alla base delle simulazioni effettuate dai TSO sull'implementazione del regime di firmness basato sulla remunerazione al market spread (invece che al prezzo d'asta), c'è l'ipotesi che lo switching nel sistema di remunerazione non abbia effetto sui prezzi d'asta. Questa ipotesi, seppur

cautelativa, ci sembra difficilmente condivisibile ed andrebbe pertanto valutato l'impatto di questo cambiamento sulle strategie di *bidding* degli operatori.

Riteniamo, infatti, che nel brevissimo termine, sia probabile che le pratiche di pricing rimangano simili, ma nel medio e lungo termine, al contrario, sia probabile che gli operatori riconoscano ad un prodotto con maggiori garanzie di utilizzo e/o di copertura maggiore valore.

Inoltre, riteniamo opportuno considerare l'effetto incentivante per il TSO della previsione di compensazioni a market spread. Assoelettrica ritiene rilevante far presente che Terna attualmente utilizza l'interruzione della capacità allocata anche in maniera preventiva e non solo in caso di Emergenza¹ o forza Maggiore. Attualmente, infatti, Terna non ha incentivo a minimizzare le interruzioni di capacità allocata a lungo termine perché ogni azione è a costo zero.

Entrando nella valutazione di merito dei 3 scenari proposti, Assoelettrica ritiene che lo Scenario 1, di mantenimento dello status quo con valorizzazione al prezzo d'asta, non rappresenti una evoluzione verso un miglioramento della firmness e l'armonizzazione ricercata a livello europeo. D'altra parte le proposte dello Scenario 2 e 3 rappresentano di fatto un passo indietro nella volontà, più volte espressa a livello europeo (FCA e HAR), in quanto il miglioramento dell'attuale *firmness regime* comporta un impatto negativo sul *cross-border trading* e sui volumi di capacità allocati.

Pertanto nessuno degli scenari presentati dall'Autorità sembra essere funzionale ad un miglioramento della situazione attuale. Assoelettrica dunque non esprime una preferenza per nessuno dei tre scenari ma propone, come dettagliatamente presentato in seguito, uno scenario alternativo basato sullo scenario 1 opportunamente modificato.

¹ Situazioni di Emergenza (ex art.16 comma 2 del Regolamento (CE) 714/09): "where the transmission system operator must act in an expeditious manner and re-dispatching or countertrading is not possible. Any such procedure shall be applied in a non-discriminatory manner."

Risposte agli spunti per la consultazione

Q.1 *Si ritiene condivisibile che l'eventuale modifica del regime di firmness venga fatta cercando comunque di mantenere inalterata la spesa annua mediamente sostenuta da Terna per la compensazione dei diritti allocati?*

Dal DCO emerge che l'aumento della firmness debba andare a discapito dei volumi di capacità allocati, al fine di mantenere inalterata la spesa annua per la compensazione dei diritti allocati.

Assoelettrica ritiene che la quantificazione dei volumi di capacità da offrire sul mercato debba essere frutto di considerazioni tecniche, e non meramente economiche. La massimizzazione della capacità offerta secondo un criterio tecnico dovrebbe essere un obiettivo primario del TSO, anche in virtù della Regulation (EC) N. 714/2009 sulle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica².

Inoltre il rischio finanziario in capo al TSO è calmierato (ed in pratica eliminato) dal fatto che le compensazioni per le riduzioni di utilizzo della capacità hanno un *cap* determinato dalle rendite da congestione raccolte a livello annuale.

L'utilizzo dell'ammontare di rendita di congestione per il pagamento delle compensazioni è anche disposto dall'articolo 16 comma 6 della Regulation sopra citato: i "proventi derivanti dall'assegnazione delle capacità di interconnessione sono utilizzati per i seguenti scopi:

- a) per garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata; e/o
- b) per mantenere o aumentare la capacità di interconnessione attraverso investimenti nella rete, in particolare nei nuovi interconnettori."

In virtù di queste considerazioni si ritiene che il vincolo di invarianza della spesa annua non sia un riferimento opportuno.

² In particolare all'art. 6 stabilisce che: "The maximum capacity of the interconnections and/or the transmission networks affecting cross-border flows shall be made available to market participants, complying with safety standards of secure network operation."⁴ -

Q.2 *Alla realizzazione di quale scenario si ritiene preferibile che l'Autorità orienti le proprie decisioni nell'approvare le Access rules valide per il 2016?*

Assoelettrica considera che lo scenario percorribile possa essere il primo prevedendo tuttavia le seguenti condizioni:

- assicurare un regime di full firmness con il mantenimento dei medesimi volumi di diritti di utilizzo di capacità allocati oggi;
- valorizzazione delle riduzioni dei diritti di capacità al market spread;
- previsione di un cap alla spesa sostenuta dal TSO per la compensazione della riduzione dei diritti allocati, stabilito a livello annuale, che limiti il rischio finanziario detenuto dal TSO.

Su questi ultimi due punti sottolineiamo che Acer, nella raccomandazione di adozione del FCA NC alla CE del 22 maggio 2014, ha proposto alcuni emendamenti al NC prevedendo che le compensazioni avvengano sempre al *market spread* e che la previsione di un *cap* a tali compensazioni sia una sorta di “deroga”, possibile solo previa autorizzazione del regolatore apportando adeguate motivazioni. Inoltre nell'emendare il NC, ACER ha anche precisato che il *cap*, sempre laddove approvato dai regolatori, debba essere annuo e non mensile.

Lo scenario proposto sarebbe quindi compatibile con il Target Model Europeo, la Regulation EU n. 714/2009 e le raccomandazioni ACER sul FCA Network Code.

Solamente a valle dell'effettiva applicazione di una soluzione quale quella sopra esposta sarebbe possibile effettuare solide analisi in termini di sostenibilità finanziaria e tecnica del regime applicato. Qualora le evidenze portino a giustificare una riduzione della capacità, tale azione potrebbe essere applicata in maniera graduale e conservativa.