

Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica



Osservazioni EFET, 6 Aprile 2018

Introduzione e considerazioni generali

Come espresso in numerose occasioni, EFET ribadisce che la miglior risposta sia alla sicurezza che alla adeguatezza dei sistemi energetici nazionali si possa trovare attraverso mercati dell'energia efficienti e correttamente disegnati. Difatti, un mercato dell'energia pan-europeo e ben funzionante rimane centrale per l'efficienza macroeconomica e costituisce un elemento chiave per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Pertanto, ove si introduca un meccanismo di capacità, occorre che esso sia attentamente disegnato al fine di evitare interferenze sulla libera formazione dei prezzi nei mercati dell'energia.

A questo proposito, riteniamo che al fine della minimizzazione dell'impatto del mercato della capacità sui mercati energetici, sia essenziale che il livello del prezzo di esercizio (strike price) sia impostato ad un valore ben al di sopra di ogni condizione di mercato considerata 'normale', quindi superiore anche ai costi della cosiddetta tecnologia di punta. Coerentemente con la possibilità della domanda (unità di consumo) di partecipare sia al mercato di bilanciamento e dei servizi ancillari (MSD) che al mercato della capacità, EFET ritiene necessario calibrare il livello del prezzo di esercizio sulla domanda stessa tarandolo quindi sul valore percepito della interrompibilità della domanda. Diversamente, con un prezzo d'esercizio calibrato sui costi variabili di una turbina a gas a ciclo aperto si profilerebbe un rischio elevato di 'cap' implicito ai prezzi del mercato elettrico con possibili implicazioni negative sulla libera formazione dei prezzi sui mercati dell'energia; ciò impedirebbe anche l'emergere di qualsiasi segnale di scarsità nel mercato del giorno prima e dei servizi ancillari. Raccomandiamo nuovamente un'attenta riflessione circa il potenziale impatto negativo sul mercato dell'elettricità all'ingrosso causato da un prezzo d'esercizio eccessivamente contenuto.

Qui sotto, abbiamo formulato una serie di domande e considerazioni circa la disciplina consultata da Terna, sia per quanto riguarda la fase di prima implementazione che di quella a regime. In generale, sottolineiamo l'assenza di parametri economici, con particolare riferimento a quelli sulle indisponibilità, o anche dati come il cap al premio e il valore del prezzo di esercizio e informazioni tecniche come il numero di ore di picco per la CDP di ciascuna tecnologia, in entrambe le discipline, che non permettono una valutazione completa ed esaustiva del meccanismo proposto da parte degli operatori. In aggiunta, i continui richiami alla Deliberazione 98/11, oggi ancora non modificata in base alla disciplina consultata, rendono ancora più incerto il quadro complessivo considerato dagli operatori durante le proprie analisi. Si richiede pertanto che sia pubblicato un calendario con i prossimi passi necessari all'avvio del meccanismo, fino alle date di svolgimento delle aste di prima e piena attuazione, prevedendo un periodo di prova in cui testare la procedura multisessione di invio delle offerte. Inoltre, facciamo notare come la pubblicazione del prezzo d'esercizio su base giornaliera possa essere uno strumento utile e di supporto alle decisioni, in modo particolare nell'evento di potenziali crisi dei mercati del gas. Le risorse flessibili

non sono sufficientemente valorizzate non avendo alcun vantaggio economico: tali risorse sono in realtà un valore per il sistema elettrico europeo che deve essere sostenuto, e non penalizzato, in ogni mercato, sia che si tratti di mercato dell'energia o, in questo caso, di capacità. Una reale modalità di incentivazione e di supporto allo sviluppo di risorse flessibili potrebbe essere la previsione di un Cap e di un Bid Cap superiore rispetto a quello delle altre unità di produzione: Terna e l'Autorità nella definizione del livello dei cap potrebbero utilizzare l'intervallo inferiore della forchetta comunicata alla Commissione Europea per le unità non flessibili e l'intervallo superiore per le unità flessibili. Come ulteriore spunto di riflessione, riteniamo che il collegamento ed eventuale allineamento della campagna di approvvigionamento gas con le tempistiche del capacity possa essere tema utile di approfondimento. Infine, per quanto riguarda la fase di piena implementazione supportiamo la sostituzione del prodotto triennale con un prodotto annuale, anche alla luce delle disposizioni contenute nella bozza del Clean Energy Package.

Disposizioni generali e ammissione al mercato

▪ Definizioni - Indice di emissione (aa)

- Viene citata solamente l'energia elettrica immessa in rete' mentre per gli impianti di cogenerazione/trigenerazione si dovrebbero valorizzare opportunamente anche gli altri output non elettrici. Inoltre l'energia elettrica immessa in rete non considera le eventuali quote in autoconsumo previste da certe configurazioni per cui non vige il dispacciamento entrante. Si potrebbe considerare l'energia elettrica netta prodotta dall'impianto
- In caso l'EPS (Emission Performance Standard) venisse definitivamente approvato all'interno del Clean Energy Package nel CEP, quali ricadute ci sarebbero per il capacity in Italia in termini di implementazione?

▪ Definizioni – Rifacimento

- La certezza di entrata in operatività della capacità nuova oggetto di rifacimento deve essere garantita per evitare asimmetrie di trattamento tra tipologie di capacità nuova. In fase di qualificazione alle aste le unità in rifacimento devono provvedere alla presentazione di tutte le autorizzazioni alla costruzione ed esercizio degli impianti (Autorizzazione Unica rilasciata dal MISE e Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata dal MATTM¹, al pari degli impianti nuovi cosiddetti «greenfield». Tale

¹ la Legge 55/2002 del 9 aprile 2002 (legge di conversione del D.L. 7 Febbraio 2002 n.7), che disciplina l'Autorizzazione Unica alla costruzione e all'esercizio per impianti di Potenza termica maggiore 300 MW, prevede all'art. 1 comma 1 che *“la costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, gli interventi di modifica o ripotenziamento, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi, sono dichiarate opere di pubblica utilità e soggetti ad un'autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero attività produttive”*. Ciò significa che l'Autorizzazione Unica è richiesta anche per interventi di modifica in cui ricadono senza dubbio anche i rifacimenti. Come specificato in precedenza, il rilascio dell'Autorizzazione Unica è condizionato all'esito positivo della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) che, quindi, deve essere richiesta anche in caso di rifacimento.

Per quanto attiene l'AIA, la prova della necessità di un riesame di tale titolo autorizzativo in caso di rifacimento è disciplinata dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e meglio specificata nel DM 274 del 16/12/2015 “Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame e aggiornamento dei provvedimenti di AIA di competenza del MATTM”, che ha definito, fuggendo ogni possibile dubbio di applicazione, le situazioni in cui si rende necessaria la richiesta o il riesame. In particolare, all'articolo 4 e all'allegato 5 è specificato che il gestore è tenuto ad ottenere una nuova autorizzazione per modifiche che si configurino come *“un intervento volto a realizzare una nuova unità non già prevista nell'autorizzazione AIA, nel medesimo sito dell'installazione”*

prerequisito garantirebbe lo svolgimento di dinamiche concorrenziali più corrette e l'uguaglianza di trattamento della capacità nuova che può accedere a contratti di capacità per 15 anni

▪ Definizioni - Capacità Riservata (q)

- Chiediamo chiarimenti sulla funzione della Capacità Riservata, che viene definita solamente nella disciplina di piena attuazione ma non viene poi effettivamente applicata. Riteniamo importante sottolineare che, se la funzione di tale definizione è quella di poter trattenere capacità nelle prime aste di capacità per facilitare la partecipazione della domanda, il nostro posizionamento è contrario. Come già illustrato nella nostra risposta al DCO 592/2017/R/eel dell'Autorità, un approccio simile potrebbe avere impatti negativi sui segnali che il meccanismo proposto dovrebbe dare al sistema: infatti, le aste madri della fase di piena attuazione sono organizzate per fare emergere segnali di prezzo di lungo termine, mentre le aste di aggiustamento, più vicine al tempo reale, hanno lo scopo di permettere agli operatori di rinegoziare i propri impegni. In aggiunta, si evidenzia che in ogni caso anche gli operatori titolari di domanda che decidono di partecipare al mercato della capacità dovrebbero prevedere alcune azioni sui propri impianti, come ad es. l'implementazione di sistemi di misura e controllo con relative fasi di installazione e di test, le quali necessitano di un adeguato intervallo di tempo per diventare effettivamente operativi

▪ Ammissione al mercato

- Art. 4.2 – circa l'esclusione degli operatori che abbiamo una posizione debitoria nei confronti di Terna: lo spettro a cui ci si riferisce pare piuttosto ampio e sarebbe utile una delucidazione circa i debiti in questione (di lungo periodo o anche di breve)?

Partecipazione delle unità estere al meccanismo

- CDP ESTERA: sottolineiamo come sarebbe utile e necessario un documento riassuntivo del funzionamento del meccanismo per quanto riguarda la partecipazione delle unità estere, sia nella fase di prima attuazione che di piena attuazione. In particolare, permangono i seguenti dubbi e le seguenti questioni circa le modalità di partecipazione dall'estero:
 - Sarebbe utile chiarire la metodologia di derating delle interconnessioni, in modo da far luce sulla capacità di interconnessione effettivamente messa a disposizione
 - Riteniamo che siano necessari maggiori dettagli circa le modalità di funzionamento del meccanismo nella fase di piena implementazione. Si rende comunque necessario un maggior coinvolgimento degli operatori e un confronto aperto tra TSO, Autorità di Regolazione ed operatori particolarmente su questo aspetto

ma anche "nel caso di *sostituzione integrale di unità preesistenti*, ove tale sostituzione non sia stata prevista nell' AIA iniziale" comprendendo così senza dubbio alcuno anche gli interventi di rifacimento.

CDP, curve di domanda e di offerta

▪ **CALCOLO CDP**

- Appreziamo la definizione da parte di Terna dei parametri relativi alla partecipazione della domanda al meccanismo di capacità tramite il Regolamento UCMC. Tuttavia, si osserva che lo sconto dell'onere netto del mercato della capacità sul consumatore deve essere applicato alle sole quantità offerte su MSD, e non sul consumo annuo complessivo relativo all'utenza, in accordo a quanto specificato nella nostra risposta al DCO 592/2017/R/eel dell'Autorità
- Riteniamo che sia utile valutare l'applicazione di un fattore che esprima il tasso medio di indisponibilità della domanda, in base ai periodi di minor consumo, al fine di tenere conto dell'affidabilità del contributo delle unità di consumo al l'adeguatezza e di garantire parità di trattamento di produttori e consumatori
- Riteniamo che sia utile chiarire l'evoluzione del rapporto tra UC e UVAC e la compatibilità tra contratti a termine nel progetto UVAC ed il mercato della capacità
- Riteniamo che sia utile chiarire la modalità di calcolo del fattore di derating degli impianti rinnovabili, garantendo che tale fattore rispecchi il contributo effettivo che tali impianti possono fornire all'adeguatezza del sistema, in modo tale da assicurare una competizione più equa tra le diverse tecnologie

▪ **CURVA DI OFFERTA**

- Riteniamo che debba essere chiarito il perché le UP non qualificate entrino nella curva di offerta a zero (Art. 26.g), in quanto Terna, non essendo certa della loro effettiva disponibilità, non può fare affidamento sulla relativa capacità per garantire l'adeguatezza del sistema

▪ **CURVA DI DOMANDA**

- Riteniamo che debba essere chiarito il perché Terna dovrebbe eventualmente approvvigionarsi oltre il target di adeguatezza (Punto D della curva)
- Richiediamo la pubblicazione il prima possibile dei parametri non ancora noti del meccanismo e della costruzione della curva di domanda, delle Aree di mercato e la metodologia di calcolo del livello di domanda per Area a partire dal valore del LOLE nazionale

Aste madre/di aggiustamento, mercato secondario ed esiti

▪ **ASTE MADRE E DI AGGIUSTAMENTO**

- Riteniamo sia utile approfondire la possibilità di eliminare il vincolo di riduzione del bid del 4% e ridurre in contemporanea il numero delle sessioni. . Segnaliamo la presenza di un refuso sulla formulazione del punto 24.7 relativo allo sconto minimo (che dovrebbe

essere “superiore o uguale” al 4%) e allo sconto fisso (che dovrebbe essere “inferiore” al 4%) al fine di non raggiungere un prezzo negativo dopo 26 aste

- Sugeriamo di aumentare il numero massimo di offerte da 10 a 20, al fine di lasciare agli operatori la possibilità di rappresentare più efficacemente ciascun impianto
- Sugeriamo l'aumento della finestra temporale per l'effettuazione delle offerte da 10 a 30 minuti
- In maniera simile, sugeriamo l'aumento della finestra temporale per la visualizzazione ed eventuale segnalazione di errori da 5 a 15 minuti
- Non è chiaro se nella fase di verifica sia possibile solo segnalare eventuali errori o modificare le offerte direttamente

▪ MERCATO SECONDARIO

- Sugeriamo di investigare la possibilità di realizzare sessioni di mercato secondario più frequenti, con cadenza settimanale e consegna sulla settimana, in modo da rendere il mercato un utile strumento per ridurre la spesa complessiva del sistema
- Sugeriamo la possibilità di eliminare il vincolo di validità della nomina per tutte le ore di consegna della settimana, in modo da ridurre la rigidità del meccanismo di nomina a garantire all'operatore la possibilità di rispettare gli obblighi in ciascun giorno della settimana in modo diverso
- Sugeriamo di consentire fin da subito l'abbinamento tra offerte in acquisto e vendita tra zone diverse, previa verifica della disponibilità di capacità di transito tra le zone, anche nella fase di prima attuazione e non solo da quella di piena attuazione
- Sugeriamo di valutare la possibilità di abbinare le offerte di segno opposto presentate dallo stesso partecipante, superando la disposizione all'articolo 37.10, oppure di assolvere gli adempimenti di nomina tramite CDP di diversa tipologia nel proprio portafoglio, al fine di evitare disparità di trattamento tra operatori che possono e non possono accedere al mercato

▪ NOMINA

- Si richiede che sia lasciata libertà all'operatore di nominare la quota parte dell'UP afferente gli impianti non incentivati ed impianti incentivati inseriti all'interno di UP costituite dall'insieme di impianti incentivati ed impianti non incentivati, al fine di rendere possibile l'utilizzo in fase di nomina della potenza non incentivata e favorire la reale partecipazione della GD al mercato della capacità. In assenza di questa correzione, infatti, verrebbe esclusa parte della capacità che ha le caratteristiche per poter fornire servizi di adeguatezza
- Si ritiene necessaria la riformulazione del processo di nomina (articolo 42.2(b)) al fine di lasciare all'assegnatario la possibilità di nominare unità rilevanti e non rilevanti per cui rinuncia all'incentivo del GSE

▪ ESITI ASTA:

- Sugeriamo la pubblicazione degli esiti delle sessioni chiuse prima di procedere alla sessione successiva, in maniera simile a quanto accade per le aste CCT
- Raccomandiamo la pubblicazione nota a tutti degli esiti con tempistiche brevi, possibilmente il giorno seguente

Bidding

- Riteniamo che debba essere chiarito il significato di bidding in 'MGP/MI': si intende 'prima in MGP ed eventualmente poi in MI' oppure bidding a scelta tra MGP ed MI? In ogni caso, a nostro giudizio offrendo direttamente su MI anziché prima su MGP, verrebbero comunque assolti gli obblighi di bidding
- Come evidenziato nel paragrafo iniziale, la pubblicazione del prezzo d'esercizio su base giornaliera sarebbe a nostro giudizio uno strumento utile e di supporto alle decisioni nell'evento, ad esempio, di potenziali crisi dei mercati del gas
- Non risultano completamente chiare le modalità di offerta e di assolvimento degli obblighi delle FRNP in termini di quantità da offrire per ora e per mercato (art. 40.2). Dalla discussione durante la sessione di lavoro è emerso come la restituzione della remunerazione variabile coinvolga tutte le 24 ore; da ciò risulterebbe come gli obblighi di bidding coinvolgano in realtà tutte le ore e non solamente le 6 ore di picco (a meno che la partecipazione per tali ore si configuri come finanziaria con un contratto del tipo 'one-way CfD')
- Con l'implementazione dell'MI continuo in XBID (previsto nel corso del 2019):
 - L'offerta in intraday varrà sia sul mercato in negoziazione continua che sulle aste complementari?
 - L'offerta varrà sia se effettuata sulla piattaforma locale (LTS) che sulla piattaforma XBID?