

MERCATO ELETTRICO

LA POSIZIONE INCERTA DEI PEAKER NEL CAPACITY MARKET ITALIANO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 261/2018/R/eel](#)
- [DCO 592/2017/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Capacity market: tra approvazione europea e incertezza politica](#) (Newsletter 221)
- [Il capacity market: il disegno definitivo](#) (Newsletter 219)
- [Il capacity market: tra punti aperti e indicazioni europee](#) (Newsletter 218)

Dopo l'approvazione dell'anno scorso, il capacity market italiano viene rinotificato alla Commissione Europea, per inserire nel disegno una soglia di emissione, che, sebbene in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione, potrebbe escludere la partecipazione al meccanismo non solo della capacità a carbone ma anche dei peaker a gas già esistenti. In ogni caso, è necessario arrivare alle aste entro fine anno per non dover intraprendere un nuovo iter autorizzativo.

L'EUROPA INDICA DURATA, EMISSIONI E VALIDITÀ DEI CONTRATTI GIÀ SIGLATI

Nel dicembre scorso, il Trilogo dell'Unione Europea è arrivato a un accordo sul *market design* elettrico, chiudendo i negoziati sugli otto provvedimenti del pacchetto “*Clean Energy for All Europeans*”, iniziati tre anni fa. Tra questi, la direttiva sui mercati elettrici, che affronta anche il tema dei meccanismi di remunerazione della capacità, seguendo le indicazioni risultanti dall'indagine di settore svolta dalla Commissione nel corso del 2016. Tra i principali punti di discussione la possibile durata dei meccanismi, l'introduzione di limiti emissivi per la partecipazione e la validità dei contratti già siglati precedentemente alle nuove norme.

DURATA DEL MECCANISMO NON SUPERIORE A 10 ANNI

Come suggerito dalla Commissione, i meccanismi di remunerazione della capacità dovranno essere considerati una soluzione transitoria, da introdurre in caso di evidenti criticità per l'adeguatezza dei sistemi elettrici e per sopperire ai “fallimenti” dei mercati, che si registrano quando questi non sono in grado di esprimere un corretto segnale per l'investimento in capacità produttiva. La riforma del mercato elettrico viene in ogni caso considerata prioritaria, per rimuovere tutte le barriere che impediscono la formazione di un corretto segnale per gli investitori, ma il meccanismo di capacità può essere uno strumento adatto a garantire provvisoriamente la sicurezza dell'approvvigionamento.

Il limite temporale concordato si è attestato a 10 anni, anche se si sono registrate posizioni diverse (dal Parlamento è arrivata una proposta di riduzione a 5 anni, poi respinta). Tale estensione temporale sembra essere sufficiente a coprire un intero ciclo di investimenti, rendendo il meccanismo non solo in grado di stabilizzare il mercato, ma anche di guidare la transizione del sistema verso obiettivi di più lungo termine.

LIMITE ALLE EMISSIONI, CON PARZIALE DEROGA PER GLI IMPIANTI ESISTENTI

Il vero nodo della discussione, come era lecito attendersi, ha riguardato l'*Emission Performance Standard* (EPS), ossia il tetto alle emissioni di CO₂ da introdurre nei meccanismi di capacità, per evitare di sostenere con la remunerazione fissa l'attività delle centrali più inquinanti. La proposta iniziale della Commissione è stata accolta, fissando a 550 grammi per kWh prodotto il limite massimo di emissione di CO₂ per poter accedere ai meccanismi.

Tuttavia, accanto a questo limite, solo per le centrali già esistenti e solo fino al 2025, è stato concordato un tetto alternativo, sulla base delle emissioni totali annue in rapporto alla capacità produttiva, fissato a 350 kilogrammi di CO₂ per kW installato. Con questa regola, una centrale che ha iniziato l'attività produttiva prima di luglio 2019 potrà partecipare al meccanismo di remunerazione nei prossimi 5 anni, anche superando il limite di emissione per energia prodotta, semplicemente riducendo il numero di ore di funzionamento annuo, in modo da rientrare nel tetto di emissione annua per capacità.

SALVI I CONTRATTI GIÀ ESISTENTI

Questione di particolare interesse, soprattutto per i Paesi che hanno già avviato i propri meccanismi di remunerazione, era infine la validità dei contratti di lungo termine già siglati prima dell'entrata in vigore delle nuove regole.

TAG

capacity market, electricity, market design

Dal 2020 sarà necessario adeguare tutti i meccanismi, sia quelli già implementati che quelli anche solo approvati, alle indicazioni contenute nella Direttiva dei Mercati Elettrici. Per i contratti siglati entro la fine del 2019, tuttavia, sarà valida la clausola del *grandfathering* (ossia il prevalere delle vecchie norme sulle nuove): i contratti saranno quindi considerati validi, senza necessità di adeguamento.

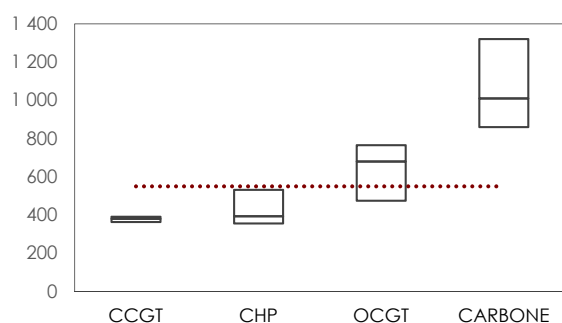
L'ITALIA ESCLUDE IL CARBONE E SI AFFRETTA ALLE ASTE?

LA GENERAZIONE A CARBONE SARÀ ESCLUSA

Includendo il tetto alle emissioni stabilito dalle norme europee, la capacità di generazione a carbone viene esclusa dalla partecipazione alle aste del meccanismo italiano: infatti, anche le centrali più efficienti a carbone ultrasupercritico (USC) scendono poco al di sotto dei 900 grammi di CO₂ per kWh prodotto (**Figura 1**). Nemmeno il tetto

alternativo alle emissioni per unità di capacità installata sarebbe in grado di includere, anche solo parzialmente, la capacità esistente: una centrale a carbone con un rendimento del 39% potrebbe infatti funzionare al massimo per 400 ore l'anno per rispettare il requisito, in completo contrasto con la natura *baseload* della generazione a carbone. La modifica del disegno interesserà quindi circa 7 GW di capacità produttiva esistente a carbone.

FIGURA 1. RANGE DI EMISSIONE DELLA CAPACITÀ ESISTENTE (grammi di CO₂ / kWh)



Fonte: stime REF-E

Questo tetto, tuttavia, non è sufficiente a guidare la sostituzione della capacità a carbone con nuova capacità di generazione: infatti, secondo la disciplina pubblicata da Terna lo scorso anno, la costruzione della curva di offerta del *capacity market* terrà in considerazione anche la capacità di generazione esistente che non ha presentato offerte in asta, perché non qualificata o qualificata ma non partecipante, conteggiandola come offerta di capacità a prezzo nullo. In altre parole, a meno che una centrale non abbia già avviato il processo di dismissione, essa viene considerata disponibile per la copertura dell'adeguatezza del sistema, a prescindere dalla sua partecipazione al meccanismo di remunerazione.

Nel breve termine, quindi, l'esclusione della capacità a carbone garantirà la presenza di una fetta di capacità disponibile senza remunerazione: questo comporterà una riduzione significativa del gettito che potrà essere destinato alla remunerazione della capacità, ma non stimolerà nell'immediato investimenti in nuova capacità.

Nel medio termine, invece, il *phase-out* previsto per il carbone potrebbe cambiare la situazione, aumentando la domanda di adeguatezza da soddisfare sulle aste e stimolando la sostituzione del carbone con tecnologie meno inquinanti.

A RISCHIO LA PARTECIPAZIONE DEI PEAKER?

La tecnologia termoelettrica che sicuramente giocherà un ruolo di primo piano nel meccanismo sarà la capacità di generazione a gas a ciclo combinato, caratterizzata da un tasso di emissione medio di 350 grammi di CO₂ per kWh prodotto, già significativamente inferiore alla soglia e che potrà ulteriormente ridursi grazie agli interventi di efficientamento che diversi produttori stanno intraprendendo sulle proprie centrali.

Più incerta è la posizione della capacità produttiva a gas a ciclo aperto, che, nell'idea della Strategia Energetica Nazionale, dovrebbe giocare un ruolo da *peaker*, per garantire l'adeguatezza in corrispondenza dei picchi di domanda, fungendo da *backup* alle fonti rinnovabili e supportando la transizione verso la decarbonizzazione del sistema: infatti, per rimanere all'interno della soglia di emissioni, è richiesto un rendimento superiore al 36%.

Questo limite, facilmente superabile da *peaker* nuovi, escluderebbe sicuramente le centrali più vecchie: l'impatto che ne potrebbe derivare sarebbe quindi il sostenere il costo per la dismissione della capacità a gas a ciclo aperto già esistente e la sua sostituzione con capacità a gas nuova, destinata a una partecipazione al mercato molto ridotta e che quindi dovrebbe ripagare il proprio investimento con la sola remunerazione della capacità.

Una possibile soluzione è sicuramente offerta dal tetto alternativo per unità di capacità installata: infatti, un impianto a ciclo aperto esistente con un rendimento compreso fra

il 30% e il 35% potrebbe essere in grado di soddisfare i requisiti per la partecipazione riducendo il suo funzionamento tra le 500 e le 700 ore annue, valore che può essere coerente con un funzionamento di tipo *peaker*. Resta però da capire come questo possa essere attuato all'interno di un meccanismo come quello italiano, che impone l'obbligo di offerta *baseload*, su tutte le ore dell'anno, sia sui mercati dell'energia che sui mercati dei servizi.

Infine, l'inclusione di queste soglie di emissione sarebbe anche incongruente con lo *strike price* proposto dall'Autorità nel DCO 592/2017, che calcolava il costo dell'impianto di punta assumendo un rendimento di riferimento del 30.7% e un livello di emissione pari a 716 grammi di CO2 per kWh prodotto. Potrebbe quindi diventare necessario rivedere la definizione dello *strike price*, ridefinendo l'impianto di punta: l'abbassamento del livello di *strike price* previsto due anni fa che ne deriverebbe avrebbe però impatti decisamente significativi sui risultati dei mercati e sugli operatori che vi partecipano.

PRIME ASTE ENTRO L'ANNO?

Nelle intenzioni dell'Italia, la nuova notifica del meccanismo alla Commissione Europea con l'inclusione delle soglie di emissione dovrebbe permettere di arrivare allo svolgimento delle prime aste entro fine anno, considerando i tempi necessari sia alla nuova approvazione da parte della Commissione sia alla pubblicazione delle informazioni preliminari alle aste da parte di Terna.

Infatti, in ogni caso, il nostro meccanismo dovrà essere riadeguato alle nuove direttive europee dall'anno prossimo, intraprendendo un nuovo e più lungo iter autorizzativo: svolgendo le aste entro l'anno, grazie alla clausola di *grandfathering*, potremmo avere già stipulato i primi contratti di remunerazione, a garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento, come più volte richiesto da Terna.