

Capacity Market: caratteristiche, obiettivi e aggiornamento della disciplina per le aste 2024-2025

Francesco Boccia, FIRE

Gli obiettivi al 2030 del PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) relativi alla generazione di energia elettrica da FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) prevedono il raggiungimento di una capacità di generazione installata di circa 52 GW da PV (fotovoltaico) e circa 20 GW da eolico, per un totale orientativamente di 70 GW. La diffusione delle FER non programmabili, con priorità di dispacciamento rispetto agli impianti termoelettrici tradizionali, comporterà una variazione delle modalità di funzionamento di questi ultimi che saranno destinati a coprire i picchi di richiesta con incrementi di fermate e partenze e una riduzione delle ore di funzionamento nell'arco dell'an-

no. Sorge quindi la necessità di recuperare i costi fissi associati al funzionamento di questi impianti per impedire che l'insostenibilità economica legata ad un funzionamento frammentato porti alla loro dismissione. Questo fenomeno, unito allo smantellamento di impianti termoelettrici obsoleti (di cui circa 7 GW legati al phase out dal carbone previsto entro il 2025) andrà ad influire negativamente sulla sicurezza e sull'adeguatezza del sistema elettrico. Risulta quindi necessario disporre di segnali di prezzo per gli investitori al fine di garantire che vengano fatti investimenti corretti in capacità di generazione programmabile di nuova generazione.

Il Capacity Market (mercato della capacità) è lo strumento attraverso il quale aumentare la competitività degli impianti tradizionali che, altrimenti, non riuscirebbero più a sostenersi economicamente, rendendo più semplice la diffusione delle FER. È stato introdotto con il D.Lgs. n. 379/03, all'art. 1 e si applica tanto alle UP (Unità di Produzione) di nuova realizzazione che a quelle esistenti mantenute in esercizio efficiente (entrambe rispettando specifici limiti di emissione) nonché ai consumatori dotati di opportune caratteristiche tecniche che permettano di erogare i servizi di riserva; la sua disciplina è stata approvata con il D.M. del 28 giugno 2019 del MISE e ss.mm.ii. Al mercato possono partecipare anche le FER non programmabili, ammesso che non percepiscano altri incentivi dal GSE o che rinuncino a tali incentivi. L'organizzazione del mercato si sviluppa in 3 fasi:

- Asta madre (procedura principale).
- Asta di aggiustamento (per aggiustare gli obiettivi di adeguatezza all'approssimarsi del periodo di consegna).
- Mercato secondario (basato su negoziazioni continue).

Attraverso il mercato della capacità il TSO (Transmission System Operator) si approvvigiona di capacità di generazione a lungo termine per mantenere i livelli di sicurezza e adeguatezza della RTN (Rete di Trasmissione Nazionale). Il concetto di sicurezza si riferisce ad un orizzonte di breve-medio periodo, essendo questa la capacità del sistema di fronteggiare modifiche improvvise di funzionamento, attraverso opportuni margini di riserva; il concetto di adeguatezza, invece, è relativo ad un periodo medio-lungo facendo riferimento alla capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia richiesta garantendo i livelli di sicurezza e qualità previsti. L'adeguatezza del siste-

ma si valuta per mezzo di due indici:

- EENS (Expected Energy Not Served), che indica la domanda di energia non soddisfatta a causa di vincoli di trasmissione o legati alla capacità di generazione, misurato in MWh.
- LOLE (Loss of Load Expectations) che rappresenta la probabilità di perdita del carico e più precisamente il numero di ore all'anno in cui la domanda non è soddisfatta, quindi con indice EENS diverso da zero. Si misura in ore.

Affinché un sistema sia perfettamente adeguato il LOLE deve essere non superiore a 3 h/anno, come definito nel D.M. del 28 ottobre 2021 del MITE. Al fine di rispettare questo requisito per il sistema italiano, Terna ha individuato la necessità di una capacità termoelettrica installata pari a circa 54 GW unita a investimenti per il potenziamento della rete, all'installazione di FER non programmabili, accumuli e UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste).

Il mercato della capacità, con Terna come controparte centrale, si affianca al MGP (Mercato del Giorno Prima), al MI (Mercato Infragiornaliero) e al MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento) nei quali la remunerazione si basa sulla vendita di energia e servizi. Le aste per il periodo di consegna 2024-2025 si svolgeranno con un cap fissato a 70.000 €/MW/anno per la nuova capacità (mentre per quelle con periodo di consegna al 2022-2023 si sono svolte con un cap di 75.000 €/MW/anno) e a 33.000 €/MW/anno per quella esistente, quest'ultimo simile a quello previsto per la remunerazione delle UVAM, pari a 30.000 €/MW/anno.

I vantaggi associati al Capacity Market sono anche di tipo economico; i costi le-

gati al dispacciamento sono dovuti ad una serie di componenti:

- uplift, per l'approvvigionamento e la movimentazione di risorse sul MSD (rappresenta la componente preponderante rispetto a quelle riportate di seguito);
- modulazione eolica, per compensare la mancata immissione in rete nei periodi di maggiore disponibilità per la ridotta capacità di trasporto della rete;
- remunerazione degli impianti considerati essenziali per Terna;
- costo per il funzionamento di Terna, per remunerare il TSO nelle attività di dispacciamento e monitoraggio;
- costi per il meccanismo di remunerazione della capacità produttiva;
- costi per remunerare i carichi che offrono il servizio di interrompibilità nel caso si necessiti di ridurre gli assorbimenti dalla rete.

Sulla base dei dati disponibili sul sito del MISE (Ministero dello Sviluppo Economico), il mercato della capacità porterà un beneficio netto in termini dei costi rispetto allo stato attuale, stimabile in 1,6 miliardi di euro in quanto a fronte del costo per il meccanismo di remunerazione della capacità, pari a circa 1,75 miliardi di euro, ci sarà una riduzione dei costi sui mercati di 3,5 miliardi di euro legati alla necessità di un minore ricorso alla movimentazione di risorse sul MSD data l'allocazione di capacità di generazione a termine. Questo costo, suddiviso per il consumo totale, dà un valore del tutto marginale rispetto all'insieme dei costi che si pagano nella tariffa complessiva.

Come riportato da Terna, le aste svolte nel 2019, con periodo di consegna rispettivamente 2022 e 2023, hanno portato all'allocazione di 36,5 GW di CDP (Capacità Disponibile in Probabilità) per il 2022

(di cui 34,8 GW di CDP esistente, 1,4 GW di CDP nuova autorizzata e 0,4 GW di CDP nuova non autorizzata) e di 39 GW per il 2023 (di cui 35 GW di CDP esistente, 0,5 GW di CDP nuova autorizzata e 3,5 GW di CDP nuova non autorizzata). In particolare, sui due anni di consegna sono stati contrattualizzati 2,3 GW di FER non programmabili (1 GW per il 2022 e 1,3 GW per il 2023) ed è stata contrattualizzata una CDP nuova di 57 MW per il PV e l'idroelettrico e di 95 MW di accumuli. Infine, ai valori sopra citati si vanno ad aggiungere 4,4 GW di CDP con le zone estere per ciascun anno.

Nonostante queste prime due aste del mercato della capacità, il Rapporto Adeguatezza 2021 di Terna, mostra che il sistema italiano presenta ancora tre criticità principali legate a:

- dipendenza della disponibilità di import per le aree settentrionali;
- presenza di aree con un parco di generazione vetusto;
- limitata capacità di trasmissione con le isole maggiori.

In relazione alle prossime aste, con periodo di consegna 2024-2025, la nuova disciplina del Capacity Market, approvata con il D.M. del 28 ottobre 2021 del MITE, vedrà un maggior contributo delle FER e degli accumuli, la possibilità di partecipazione alle aste senza l'AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale) tra i requisiti abilitativi e la possibilità di porre fine al meccanismo qualora Terna non ravvisi per 3 anni consecutivi problemi di adeguatezza del sistema. In relazione a quest'ultimo punto, come indicato nel D.M., seguirà una valutazione sugli esiti dell'asta relativa al periodo di consegna 2024 in seguito alla quale si stabilirà se e come ricorrere ulteriormente al mecca-

nismo di remunerazione della capacità anche per il 2025.

Con riferimento all'adeguatezza del sistema, il mercato della capacità, riferendosi ad un arco temporale medio-lungo, si differenzia dal concetto alla base delle UVAM, che è quello di garantire la stabilità della rete nel breve periodo aprendo alle unità di produzione (non obbligate) e consumo la partecipazione mercato dei servizi di dispacciamento principalmente in forma aggregata. In relazione a questo, e considerando anche la capacità messa ad asta da Terna per questo servizio, 1.000 MW/anno, viene da pensare che questa soluzione sia quella che più possa svilupparsi nel settore legato alla generazione distribuita e ad accumuli con dimensioni adatte a questa soluzione, includendo anche le stazioni di ricarica dei veicoli elettrici mentre il mercato della capacità risulta più orientato ai grandi impianti. Le UVAM hanno visto la nascita di una nuova figura, quella del BSP (Balance Service Provider) cioè il soggetto aggregatore che gestisce queste unità virtuali andando ad interfacciarsi con il TSO recependone gli ordini di dispacciamento. La presenza dell'aggregatore ha portato alla necessità di installare, una serie di componenti (tra cui le UPM, Unità Periferiche di Monitoraggio) che permettano la comunicazione bidirezionale tra le varie unità che costituiscono l'UVAM e un concentratore (il componente che presenta i maggiori costi del sistema), il quale comunica, a sua volta, con Terna, sempre in modo bidirezionale. Di conseguenza sono stati realizzati investimenti di una certa rilevanza per permettere l'interfaccia delle UVAM con il TSO; una considerazione che potrebbe sorgere è legata all'eventuale possibilità di affidare questo compito direttamente al distributore (DSO, Distribution System Operator) sulle cui reti insistono le UVAM, reti già predisposte per le comunicazioni con il TSO e quindi dotate della maggior parte dei sistemi necessari. In questo caso la figura del DSO avrebbe accresciuto il suo peso e la sua importanza nel sistema, venendo direttamente coinvolto nella gestione delle risorse necessarie ai servizi di dispacciamento.



Il mercato della capacità si va ad inserire, in conclusione, nell'ambito della transizione a cui siamo proiettati, insieme ad altri strumenti citati precedentemente, con il fine di garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico nazionale favorendo la penetrazione delle FER non programmabili nell'ottica della decarbonizzazione del settore legato alla produzione dell'energia e coordinando le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasporto.