

Il capacity market 2024 apre a una nuova fase della transizione

Nella fase d'asta riservata alla capacità esistente e alla capacità nuova già autorizzata, il mercato è risultato corto in tutte le aree, con uno spazio significativo per nuovi progetti creato dal completo phase-out del carbone. La forte partecipazione di progetti non autorizzati riduce i premi nella sessione finale, dove l'offerta dei sistemi di accumulo spiazza la nuova generazione a gas.

Il 21 febbraio scorso, si sono svolte le aste del Mercato della Capacità, finalizzate ad assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico italiano sull'anno di consegna 2024.

In attesa del rendiconto dettagliato che dovrà essere pubblicato da Terna, le dinamiche osservate sul mercato hanno offerto spunti interessanti sulla possibile futura evoluzione del parco di generazione italiano.

IL MERCATO CORTO CREA SPAZIO PER 4 GW DI NUOVA CAPACITÀ

COMPLETATO IL PHASE-OUT DEL CARBONE

A fronte di una domanda di adeguatezza abbastanza allineata a quella utilizzata per l'asta sull'anno di consegna 2023, la scarsità lato offerta è stata determinata principalmente da due fattori:

1. la capacità che era stata approvvigionata come nuova nelle scorse aste è stata considerata come passante in questa (essendo contrattualizzata per 15 anni), escludendo la capacità che non è riuscita a rispettare il termine autorizzativo fissato a fine ottobre. Tra i casi noti nella seconda fattispecie la riconversione a gas dell'impianto di La Spezia di Enel, il *peaker* di Sorigenia a Lodi, il *peaker* di Metaenergia a Greve in Chianti, mentre la riconversione a gas di Fusina è probabilmente rientrata tra la capacità contrattualizzata e passante, grazie alla *comfort letter* inviata negli scorsi mesi dal MITE a Terna. Il risultato delle scorse aste, già insufficiente per garantire una piena adeguatezza del sistema, è stato quindi ulteriormente decurtato, accentuando la condizione di mercato corto
2. è stato completato il *phase-out* della capacità a carbone, considerato in uscita su tutto il territorio nazionale, inclusa la Sardegna. La capacità a carbone, pur non potendo partecipare esplicitamente al Mercato della Capacità a causa

dei limiti emissivi, contribuiva implicitamente a coprire una porzione della domanda di adeguatezza, ma nel bilancio domanda-offerta dell'ultima asta il carbone non è più stato conteggiato nell'offerta implicita, creando lo spazio per la propria sostituzione.

La capacità esistente che ha partecipato al meccanismo (34.2 GW) è stata, quindi, interamente contrattualizzata, chiudendo al premio *cap* di 33.000 €/MW/anno per l'anno 2024, ma la capacità nuova già autorizzata non è stata sufficiente a chiudere il *gap* rispetto alla domanda: 1.5 GW di progetti (di cui due terzi nella macro-zona Nord e un terzo nella macro-zona Sud) hanno ottenuto una contrattualizzazione al premio *cap* di 70.000 €/MW/anno per 15 anni di consegna.

NECESSARIA LA NUOVA CAPACITÀ PER RAGGIUNGERE IL LIVELLO MINIMO DI ADEGUATEZZA

A valle della partecipazione della capacità esistente e nuova già autorizzata, il mercato è risultato corto non solo rispetto al *target* di adeguatezza (punto C della curva di domanda, corrispondente a 3 ore di *Loss of Load Expectation* - LOLE), ma anche rispetto al livello di minima adeguatezza (punto B, corrispondente a 6 ore di LOLE). È stato pertanto necessario attivare la sessione extra dedicata alla nuova capacità non ancora in possesso delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio, per coprire il contingente residuo sulla domanda di adeguatezza.

In questa fase, Terna è riuscita ad approvvigionare ulteriori 2.3 GW di capacità (di cui 1.7 GW nella macro-zona Nord e 0.5 GW in Sardegna). In totale, la capacità nuova contrattualizzata ammonta a 3.8 GW e dovrà entrare in esercizio a partire dal 2024 (deroghe sull'entrata in esercizio fino a 11 mesi sono comunque già previste dalla disciplina, a fronte di penali mensili sul ritardo). Ciò dovrebbe aver permesso di raggiungere il livello di minima adeguatezza (punto B) in tutte le zone di mercato.

FORTE COMPETIZIONE TRA NON AUTORIZZATI

In quest'ultima fase la partecipazione è stata molto competitiva, con un elevato numero di progetti di capacità nuova non ancora autorizzata che si è presentato all'asta. Questo, unito al fatto che la sessione extra è strutturata come *single-round* e permette, quindi, un'unica offerta senza possibilità di rilancio, ha spinto gli operatori partecipanti a una forte riduzione del premio rispetto al *cap*.

Si è osservata la divisione del mercato in tre macro-zone:

- nella macro-zona Nord, costituita dalle aree Nord e Centro Nord, il premio marginale è stato fissato a 48.000 €/MW/anno
- nella macro-zona Sud, costituita dalle aree Sud, Centro Sud, Calabria e Sicilia, il ridotto contingente residuo a valle della prima fase d'asta e l'elevata presenza di nuovi progetti in concorrenza ha portato il premio marginale ad abbassarsi fino a eguagliare quello della capacità esistente, pari a 33.000 €/MW/anno
- in Sardegna si è registrato lo sconto minore con premio marginale fissato a 51.000 €/MW/anno, grazie a una minore competizione di progetti nuovi non autorizzati

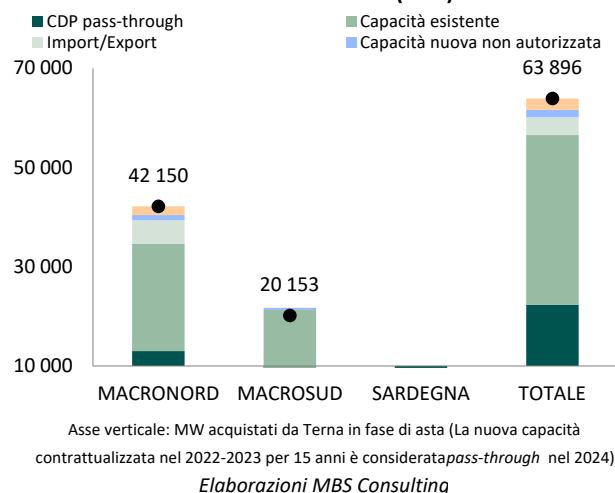
CONGESTIONATI I FLUSSI SU CENTRO ITALIA E TYRRHENIAN LINK

Nonostante l'uscita della capacità a carbone, la macro-zona Sud è stata la meno lontana dal raggiungimento dell'adeguatezza. Con l'intera capacità di esportazione sfruttata, sia verso il Nord, congestionando il limite di transito tra Centro Sud e Centro Nord, sia verso la Sardegna, passando dalla Sicilia con il tratto di Tyrrhenian Link considerato già per l'anno 2024, la macro-zona Sud è rimasta isolata, con una domanda interna limitata e una concorrenza molto forte tra i nuovi progetti.

La macro-zona Nord, pur ricevendo il contributo massimo dalla macro-zona Sud, ha avuto più spazio per la nuova capacità, grazie all'alta domanda locale di adeguatezza e alla mancata saturazione della capacità estera, che non è stata assegnata completamente rispetto al contingente disponibile. Rispetto alle scorse aste, in cui gli operatori erano stati disposti a scontare fino a livelli molto bassi la propria offerta per contrattualizzare capacità estera, questa volta la valutazione del rischio derivante dai recenti *trend* delle *commodity* ha probabilmente suggerito un approccio più prudente.

Infine, la Sardegna, pur ricevendo tutto il contributo possibile dalla macro-zona Sud attraverso il Tyrrhenian Link, è rimasta corta a causa del *phase-out* della capacità a carbone e della probabile dismissione di gruppi di generazione più obsoleti, risultando in un'unica zona corta e non dividendosi in due zone separate in Sardegna Nord da Sardegna Sud.

FIGURA 1. CAPACITÀ CONTRATTUALIZZATA NELLE ASTE CAPACITY 2024 (MW)



POCHE RINNOVABILI, TANTI ACCUMULI

MERCATO POCO APERTO ALLE RINNOVABILI

Come successo per le scorse aste 2022 e 2023, solo 1.5 GW di capacità rinnovabile esistente ha partecipato e si è aggiudicata una contrattualizzazione per l'anno 2024, con la maggiore concentrazione nelle zone Nord e Centro Nord, probabilmente riferita principalmente a capacità idroelettrica fluente.

Questa ha infatti più capacità già libera da incentivi e maggior probabilità di riuscire a rispettare l'obbligo di disponibilità rispetto ad altre tipologie di fonti non programmabili.

Le nuove rinnovabili contrattualizzate si trovano invece nelle zone Sud e Centro Sud, ma ammontano a soli 30-60 MW e fanno probabilmente capo a impianti fotovoltaici accoppiati a sistemi di accumulo. La revisione della disciplina a vantaggio della partecipazione delle rinnovabili (ridefinizione del corrispettivo variabile senza distinzione di tipologia), che avrebbe dovuto incentivare una maggior partecipazione per le rinnovabili inserite all'interno di un ampio portafoglio programmabile, non ha quindi avuto l'effetto sperato.

L'ACCUMULO SORPASSA IL GAS

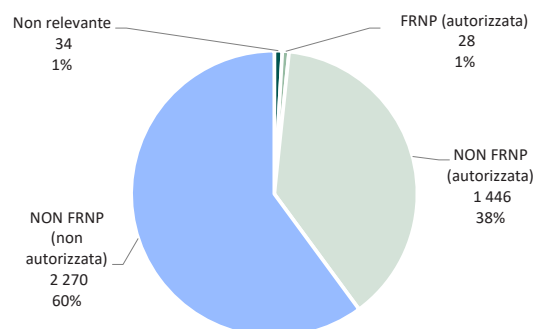
Se la nuova capacità è stata catturata da tecnologie programmabili, a differenza di quanto ci si poteva attendere, il gas ha avuto un ruolo più contenuto e concentrato quasi esclusivamente nella macro-zona Nord, con i progetti di A2A e EP.

Come dichiarato da Terna, ben 1.1 GW di capacità sono d'altra parte stati assegnati a sistemi di accumulo. Di questi, 500 MW circa sono entrati in Sardegna, puntando alla sostenibilità del sistema sardo in assenza di carbone e di impianti di generazione a gas (nessun operatore si è preso il rischio, scommettendo sulla realizzazione dell'infrastruttura di trasporto) e in cooperazione con il rinforzo della rete interna e delle interconnessioni con il continente.

L'altra metà della capacità di accumulo è distribuita nell'area peninsulare, probabilmente concentrata tra il Nord e il Centro Sud. Per ora, sembra ancora limitata la penetrazione di capacità di accumulo nel Sud e in Sicilia.

L'operatore principale di questa transizione è stato Enel, che ha dichiarato di aver contrattualizzato circa 1 GW di capacità di accumulo, a cui si sono aggiunte

FIGURA 2. TIPOLOGIA DI CAPACITÀ NUOVA AGGIUDICATA NELLE ASTE 2024 (MW, %)



Elaborazioni MBS Consulting

altre *utilities* e sviluppatori, con progetti di dimensioni minori.

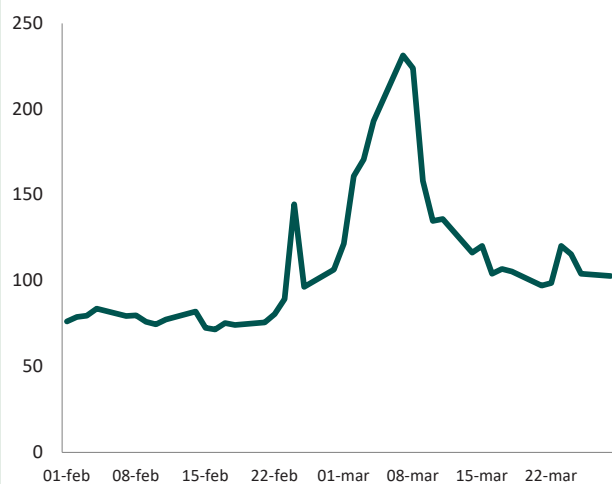
Visti i premi marginali bassi per la capacità nuova non autorizzata, è presumibile che l'offerta sui sistemi di accumulo sia stata molto competitiva e abbia spiazzato altri progetti di generazione a gas, dando avvio più rapidamente del previsto al processo di transizione e flessibilizzazione del sistema.

LA CRISI SPINGE ARERA A RIVEDERE LE MODALITÀ DI CALCOLO DELLO *STRIKE PRICE*

L'Autorità interviene sia sulla componente gas che su quella emissioni.

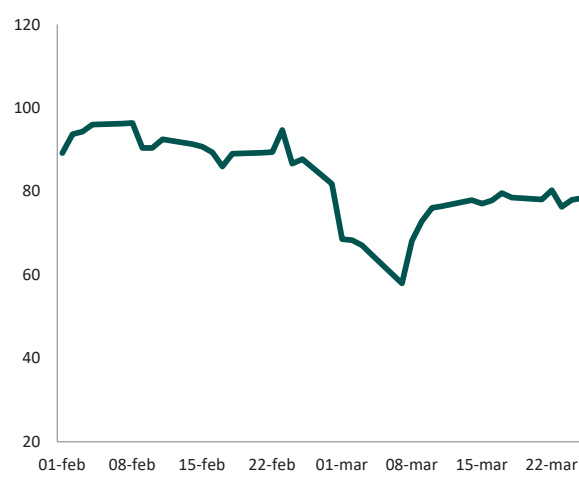
Il forte clima di incertezza e di tensione legato agli avvenimenti delle ultime settimane ha comportato un ulteriore aumento della volatilità sul mercato delle *commodities*, con nuovi massimi testati a inizio marzo dal gas naturale e una contestuale forte flessione del prezzo delle emissioni di CO₂ che si sono innestati sulle tendenze in atto (**Figure 1 e 2**).

FIGURA 1. PREZZO GAS - PSV (€/MWh)



Elaborazioni MBS Consulting su dati Alba Soluzioni

FIGURA 2. CO₂ (€/tn CO₂)



Elaborazioni MBS Consulting su dati Reuters

In questo contesto, l'indicizzazione mensile dello *strike price*¹ ha provocato un marcato disallineamento tra il costo di esercizio a cui gli operatori che partecipano al *Capacity Market* sono obbligati a biddare sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato dei servizi di Dispacciamento (MSD) per essere adempienti alle regole di offerta e per non incorrere nel rischio di restituzione del corrispettivo variabile ([Newsletter n. 262](#)) e l'effettivo costo variabile di generazione rappresentato principalmente dal costo del gas naturale. Come già analizzato nel precedente numero di Newsletter, un'indicizzazione giornaliera dello *strike price* avrebbe permesso agli operatori di neutralizzare il rischio di offrire a un prezzo inferiore al proprio costo di generazione.

Con la [delibera 83/2022/R/EEL](#) del 4 marzo, che ha modificato la metodologia per il calcolo dello *strike price*, l'ARERA è intervenuta tempestivamente per eliminare l'effetto distorsivo descritto sopra che, pur essendo enfatizzato dall'eccezionalità del momento, è indicativo dell'esistenza di un rischio non trascurabile, visto anche che condizioni di alta volatilità dei prezzi delle *commodities* stanno diventando piuttosto frequenti. Le modifiche dell'Autorità hanno riguardato il calcolo della componente gas e della componente emissioni. A una indicizzazione mensile del prezzo gas, basato sulle quotazioni *forward* mensili OTC presso l'*hub* TTF rilevate da ICIS-Heren, l'Autorità ha quindi sostituito il *System Average Price* (SAP) che rappresenta il valore giornaliero del gas naturale sulla rete italiana.

L'ARERA ha inoltre ridefinito le regole di calcolo per la componente emissioni, avendo risentito anch'esse della forte volatilità del prezzo delle *commodities*. I mercati e i prodotti di riferimento² non vengono modificati, ma il valore del parametro PEUA sarà calcolato su base giornaliera con riferimento al giorno precedente a quello considerato, sostituendo la precedente regola che utilizzava la media calcolata per

¹ Nell'ambito del *Capacity Market*, lo *Strike Price* è il costo di esercizio rappresentato dal costo variabile di generazione di un turbogas con un'efficienza al 32% alimentato a gas naturale. Lo *Strike Price* può essere considerato un prezzo soglia, superato il quale deve essere restituita a Terna la differenza tra i prezzi accettati o offerti sul Mercato del Giorno Prima (MGP) o sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e lo *Strike Price* stesso.

² Il PEUA è calcolato come la media delle medie aritmetiche dei prezzi dei prodotti di chiusura giornalieri dei titoli EUA, complessivamente negoziati in ciascuno dei mercati di riferimento (Delibera 424/2020/R/eel), ponderata per i rispettivi volumi scambiati.

il periodo di osservazione compreso tra il 21° giorno del secondo mese antecedente il mese m-esimo e il 20° giorno del mese solare antecedente il mese m-esimo (estremi inclusi).

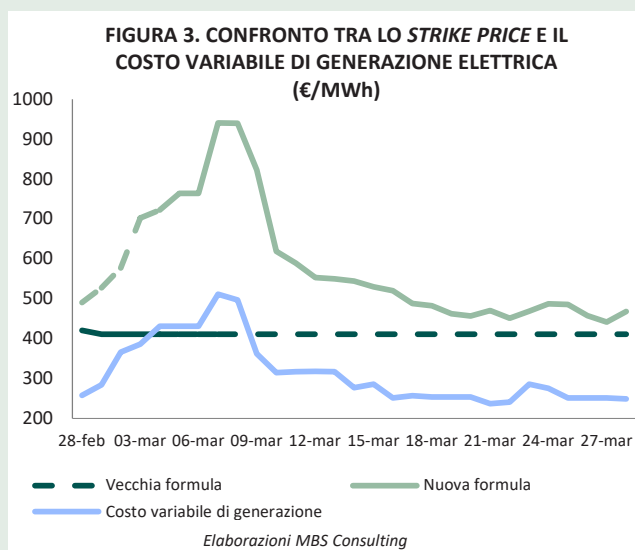
Nel caso in cui per un certo giorno non fosse disponibile il valore di riferimento, sia per la componente gas naturale sia per quella delle emissioni, farà da riferimento il valore dell'ultimo giorno disponibile.

Come si può notare dalla **Figura 3**, l'indicizzazione giornaliera riflette meglio quelli che sono i costi di esercizio soprattutto in un contesto caratterizzato da una forte volatilità delle *commodity*.

Nei giorni compresi tra il 4 e l'8 marzo, quando il prezzo del gas ha superato i 190 €/MWh, lo *strike price* calcolato con la formula originale, stimato nell'intorno dei 410 €/MWh per tutto il mese di marzo, sarebbe risultato, infatti, nettamente inferiore rispetto al costo variabile di generazione di un impianto con un'efficienza del 53% (stimato tra i 410 e i 510 €/MWh) e avrebbe comportato perdite rilevanti per i produttori di energia elettrica.

Il nuovo *strike price* calcolato su base giornaliera rappresenta invece più fedelmente il costo di esercizio della tecnologia meno efficiente³ (i prezzi sui mercati sono fissati, generalmente, da impianti a ciclo combinato con un'efficienza nell'intorno del 53%) e permette agli operatori di poter offrire a prezzi ben al di sopra del loro costo variabile di generazione.

La pubblicazione dello *strike price* non è tuttavia ancora prevista né dall'ARERA né dal TSO.



³ Identificata con un *peaker* con un'efficienza del 30%.