

Audizioni periodiche ARERA 2026 - Intervento di Tirreno Power

Presidente, Membri del Collegio, Direttori,

innanzitutto, vi ringrazio per l'opportunità che, con questo ciclo di audizioni, date agli operatori per rappresentare il punto di vista dei settori economici su cui incide la regolazione di ARERA. Il confronto periodico con l'industria rappresenta uno strumento essenziale per definire regole attuali, efficaci e sostenibili.

Tirreno Power è un produttore elettrico che opera esclusivamente sul mercato *wholesale* con 2.500 MW di capacità installata per il 95% composta da impianti a ciclo combinato alimentati a gas. Pertanto, ogni misura regolatoria che agisce sul mercato all'ingrosso determina un impatto immediato sul conto economico della società, senza possibili compensazioni derivanti da altre linee di business. In pratica, la Società rappresenta una sorta di "cavia di laboratorio" su cui, molto prima che in altri contesti aziendali, si possono misurare gli effetti della compressione del mercato contendibile o di regole che impattano i segnali di mercato.

Vorrei porre oggi l'attenzione su un tema davvero cruciale: la **sicurezza** del sistema elettrico.

L'estate che sta per concludersi ha messo a dura prova i sistemi elettrici in tutta Europa. Fenomeni di grave siccità, bassa ventosità e il perdurare di temperature elevate hanno determinato criticità su diverse tecnologie e la necessità di ricorrere a tutto il parco disponibile. In Italia, questa condizione di rischio è certificata da un margine minimo di adeguatezza che, da alcuni anni è prossimo a zero.

La gravità di questa fragilità del sistema è testimoniata, nella nostra esperienza di operatori, dalla crescente frequenza con cui, Terna, per garantire in emergenza le condizioni di sicurezza nei periodi critici, si trova nella necessità di chiedere agli operatori di modificare, posticipandoli, i programmi di manutenzione concordati a inizio anno; programmi manutentivi che peraltro spesso non sono differibili, a rischio della integrità degli impianti stessi. Con spirito di collaborazione e buona volontà da parte di tutti, siamo sempre finora riusciti con Terna a trovare soluzioni praticabili ma questi eventi sono il termometro del livello di criticità a cui è esposto il sistema: la "febbre" in alcuni casi è davvero molto alta.

In questa situazione critica, che ormai caratterizza il periodo estivo (ma che in prospettiva e per altre dinamiche, interesserà sempre più anche i picchi invernali) il parco a ciclo combinato a gas rappresenta l'infrastruttura di salvaguardia del sistema elettrico italiano.

D'altro canto, la **sostenibilità economica** di questi impianti è messa duramente alla prova da una serie di fattori diversi ma convergenti:

- In primo luogo, la progressiva riduzione delle ore di funzionamento a seguito del progredire della transizione energetica (-20% circa negli ultimi 3 anni rispetto al decennio precedente).
- Inoltre, il sostanziale azzeramento dei margini conseguibili sui mercati dei servizi di dispacciamento dove, a seguito dell'introduzione degli intervalli di fattibilità, gli impianti a CCGT forniscono prestazioni (sostenendone i costi) che non vengono remunerate. Si tratta

di un fenomeno che, secondo uno studio, ha interessato, nel 2024, circa 100 TWh (pari al 30-40% della potenza massima effettivamente disponibile nei periodi soggetti all'applicazione degli intervalli). Ciò significa che gli impianti continuano ad erogare un volume significativo di servizi che però, secondo le regole attuali, vengono forniti gratuitamente.

- Infine, il progressivo incremento, fra gli altri, dei costi di manutenzione la cui progressione è incessante (+25% in 5 anni) e dovuta, oltre che da un mercato dei CCGT in forte ripresa in molte parti del mondo, alla maggiore accidentalità registrata nel comparto. Con la progressione della transizione energetica, infatti, questi impianti sono sottoposti a forti stress operativi legati all'intermittenza della produzione. Sono fenomeni che accelerano e rendono molto più complesse e onerose le fasi manutentive o, nel peggiore dei casi, possono determinare danni di grande entità.

In questo contesto, un cap al premio del capacity market definito solo considerando i costi fissi evitabili, determina oggi una copertura pari a meno del 60% dei costi fissi totali dei CCGT, con l'esigenza di conseguire sul mercato i margini necessari per sostenibilità economico-finanziaria degli impianti.

All'orizzonte, si presentano però due eventi di impatto determinante per il fragile equilibrio appena descritto tra costi e margini conseguibili sui mercati.

In prima istanza, le **prossime aste del capacity market** rischiano di determinare una importante perdita di capacità CCGT in esercizio per la concorrenza che le nuove batterie potranno sviluppare: una sostituzione che può compromettere la sicurezza del sistema dal momento che le batterie non possono assicurare le medesime prestazioni di un impianto a gas in termini di servizi forniti alla rete e di continuità di esercizio, come emerge dagli studi condotti dall'autorevole EPRI (Electric Power Research Institute). Nei fatti, potremmo trovarci a dover chiudere alcuni GW di capacità a gas per sostituirla con accumuli elettrochimici la cui capacità di servizio (soprattutto in termini di adeguatezza) è tutta da testare.

Ciò, tra l'altro, sostenendo maggiori costi poiché le nuove batterie devono essere remunerate per 15 anni a differenza del premio dovuto per un solo anno ai cicli combinati esistenti.

Saremmo dei pionieri: in Europa nessun Paese, in un momento così delicato della transizione energetica, sta sostituendo capacità resiliente con batterie.

La Germania ha infatti avviato un programma (fortemente incentivato attraverso un nuovo capacity market) per la costruzione di 11 GW di CCGT, che vengono ritenuti necessari per accompagnare in sicurezza la transizione energetica per i prossimi 15 anni (con premi a base d'asta di 244.000 €/MW/anno).

La Spagna, a seguito del disastroso blackout della primavera 2025, nell'ultimo anno e mezzo ha aumentato in maniera importante le chiamate in servizio dei cicli combinati per garantire la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico nazionale, con un costo per servizi di dispacciamento in bolletta che è passato da 7 a più di 20 €/MWh. Un importo che riduce significativamente (se non azzerà in alcuni casi) il beneficio dei bassi prezzi all'ingrosso che caratterizzano la penisola iberica.

Tra l'altro, proprio questa settimana, Red Electrica ha dovuto attivare per la sesta volta nell'estate un meccanismo di interrompibilità della domanda industriale a causa della mancanza di sufficienti risorse a CCGT da attivare.

Il secondo evento è l'**attuazione delle norme del Decreto Bollette** che riguardano il mercato elettrico all'ingrosso: partendo da un'interpretazione di una nota delle linee guida ACER sul REMIT, applicata in questi termini solo in Italia, sta prendendo forma uno schema di prezzi convenzionali e controlli associati che impedirebbe il recupero dei costi necessari per il mantenimento in esercizio degli impianti CCGT. Come detto, a fronte di un capacity market che non copre tutti i costi della gestione, i margini di mercato sono necessari, anche se in molti periodi non sufficienti, a permettere a questi impianti di traguardare un sempre più difficile equilibrio economico.

A fronte di queste stringenti limitazioni imposte al mercato, non sono previsti meccanismi compensativi per remunerare costi rimasti non coperti e il capitale investito, voci che invece vengono riconosciute in tutti i casi di asset regolati. Di fatto, per i soli impianti termoelettrici si sta delineando una situazione in cui i costi fissi continuerebbero a crescere a fronte di ricavi a cui viene imposto un cap regolato non capiente.

In questo contesto, si profila, come anticipavo, il rischio concreto di un forte ridimensionamento della capacità a gas disponibile per il sistema con un processo tanto intenso quanto disordinato e rischi crescenti per un sistema sempre più esposto a situazioni di criticità.

Alla luce di queste considerazioni, mi preme portare la vostra attenzione alcune misure che riteniamo cruciali per salvaguardare la sicurezza del sistema:

1. Innanzitutto, dimensionare i parametri delle prossime aste del capacity market valutando con opportuna cautela il contributo delle diverse fonti all'adeguatezza e l'impatto degli eventi critici. Su questo, secondo il Decreto, c'è ancora una riflessione da fare prima delle aste per tenere conto degli esiti delle nuove aste del MACSE.
2. Definire una disciplina per gli anni successivi al 2028 che, dopo le opportune interlocuzioni con la Commissione Europea, riesca a preservare gli impianti più resilienti e affidabili, possibilmente anche attraverso la costruzione di cluster separati.
3. Stabilire una corretta remunerazione dei servizi di dispacciamento che valorizzi il contributo fornito al sistema dagli impianti programmabili, anche e soprattutto remunerando esplicitamente e adeguatamente gli intervalli di fattibilità.
4. Attuare le previsioni del DL Bollette definendo una disciplina che permetta di formulare offerte adeguate necessarie per garantire la disponibilità degli impianti.
5. Rendere operativo il meccanismo previsto dall'art. 20 del D.lgs 210/2021 per evitare chiusure di impianti che non riescono a coprire i costi fissi ma che risultano cruciali per l'equilibrio del sistema, favorendo una transizione ordinata.

Su tutti questi punti, come operatori del sistema siamo sempre disponibili a interloquire con Collegio e Uffici, anche fornendo dati tecnici ed economici, per agevolare la definizione di un complesso di regole in grado di contemperare efficienza economica e sicurezza del sistema.