

## **Audizioni ARERA sul Quadro strategico 2019-2021**

**Ing. Fabrizio Allegra – Direttore Generale di Tirreno Power**

**8 maggio 2019**

Innanzitutto, ringrazio l’Autorità per l’occasione di presentare, come operatori, il nostro punto di vista sul piano pluriennale dell’attività regolatoria, dimensione cruciale anche per chi opera sul libero mercato come Tirreno Power.

Nel mio breve intervento voglio soffermarmi soprattutto sulla necessità di ridurre il “time to market” della regolazione. Pur ben comprendendo la complessità della materia e dei compiti assegnati al Regolatore, mi preme sottolineare l’importanza che i provvedimenti vengano definiti tenendo conto del contesto di mercato, riducendo il più possibile il tempo che intercorre tra la fase dell’ideazione e della loro applicazione. Infatti, in un mercato che muta molto rapidamente a seguito di scelte politiche, innovazione tecnologica ed evoluzione dei costi delle materie prime è cruciale che le regole siano il più possibile puntuali e adeguate al momento.

Tirreno Power può raccontare una storia paradigmatica di adeguamento ad un mercato elettrico in radicale mutamento e di capacità di reazione alla crisi del settore italiano della generazione termoelettrica che ha fronteggiato, nell’ultimo decennio, profonde problematiche legate al sovrapporsi della contrazione della domanda con la crescita tumultuosa delle fonti incentivate.

Come Società abbiamo affrontato una complessa operazione di ristrutturazione del debito e dell’organizzazione e, addirittura, un *phase-out* dal carbone anticipato di dieci anni rispetto ai piani nazionali. Allo stesso tempo, sulle nostre unità a ciclo combinato, abbiamo concentrato molti sforzi in termini di investimenti tecnologici per renderle più rispondenti al nuovo contesto di mercato che richiede, a questi impianti, massima



disponibilità nei momenti critici e sempre maggiore flessibilità operativa.

L'impegno con cui abbiamo affrontato il percorso critico e i risultati che siamo riusciti ad ottenere, rilanciando l'azienda, fanno di Tirreno Power un vero e proprio laboratorio da utilizzare come punto di osservazione per comprendere i principali nodi del settore e, auspichiamo, anche per indicare alcune possibili soluzioni.

Nella transizione energetica in atto, che ci porterà in poco più di un decennio a trasformare di nuovo e sempre più profondamente il settore della generazione, emerge con assoluta chiarezza il ruolo centrale degli impianti a ciclo combinato a gas che, ora come nel prossimo futuro, garantiscono adeguatezza e sicurezza di un sistema elettrico che ha visto significativamente contrarsi i margini di riserva e aumentare la richiesta di tutti i principali servizi di dispacciamento.

Questo settore affronta da anni un problema di strutturale incapienza dei margini di generazione. Da nostre analisi, emerge che negli ultimi anni, tra i 6 e i 9 GW di capacità a CCGT non sono riusciti a coprire, partecipando ai mercati, non solo gli ammortamenti ma nemmeno i propri costi fissi evitabili: tale elemento mette queste unità a rischio di essere poste in conservazione ed espone il sistema ad una potenziale crisi. Tra l'altro, un'analisi da noi condotta anni fa con Ref-e evidenziava che la chiusura di un lotto di impianti di quella dimensione avrebbe comportato un aggravio di costo per la bolletta elettrica del Paese fino a circa 4 miliardi di euro.

Come correttamente evidenziato nel vostro quadro strategico, il mercato dell'energia, guidato da impianti a costo di generazione nullo, non è più in grado di esprimere prezzi in grado di attirare nuovi investimenti in capacità termoelettrica e di sostenere quelli già effettuati: infatti, secondo le analisi appena citate, se non considerassimo il contributo dei mercati di bilanciamento, solo un sesto circa della capacità a ciclo combinato coprirebbe i propri costi fissi di funzionamento e non sarebbe a rischio di chiusura.

La soluzione che si prospetta da anni è chiaramente quella del mercato della capacità. È questo il primo elemento su cui voglio sottolineare



l'importanza di un tempestivo “time to market” nella regolazione.

Dopo molti anni di lavoro, il meccanismo dispone di un disegno complessivo certamente solido ed efficace ma che presenta alcuni elementi tecnico-economici critici, soprattutto nell'attuale quadro di mercato: mi riferisco in particolare all'applicazione del prezzo di esercizio al mercato del dispacciamento e alla sua fissazione su livelli troppo esigui. Se non modificato, questo elemento, fissato ormai alcuni anni orsono, avrà l'effetto di impedire la formazione di segnali di prezzo congrui per i servizi di dispacciamento mettendo a rischio il comparto a gas (su cui si fonda l'adeguatezza del sistema) e disincentivando quegli investimenti tecnologici necessari per migliorare o mantenere le caratteristiche dinamiche degli impianti, essenziali per preservare la flessibilità del parco di generazione.

Su questo punto, riteniamo che il nuovo regolamento europeo sul *market design* fornisca indicazioni molto chiare in merito alla necessità che meccanismi di remunerazione della capacità non interferiscano con i mercati di energia e servizi e che siano ormai diversi gli esempi (anche in Europa) di sistemi di *reliability option* che fissano livelli di prezzo di esercizio che non impediscono la libera formazione dei prezzi e l'attivazione di tutte le risorse, tra cui la domanda.

Tutte le nostre analisi portano a concludere che l'effetto di erosione dei margini che sarebbe imposto da uno *strike-price* calcolato sui costi variabili del ciclo aperto non potrebbe essere adeguatamente compensato dagli incassi attesi per i premi ottenibili dal meccanismo, stanti i *cap* imposti per gli impianti esistenti.

Il pericolo è, pertanto, quello di varare una misura che, a fronte dell'incentivo a qualche nuova installazione, potrebbe mettere a rischio la parte più flessibile e pregiata del nostro parco impiantistico, con evidenti impatti sulla copertura della domanda in tempo reale. Ciò perché il meccanismo di opzione associato al mercato della capacità è stato concepito ormai alcuni anni fa, allorché il mercato presentava condizioni meno estreme con presenza di margini ancora, seppur debolmente, positivi sul MGP. Viceversa, attualmente e come già evidenziato, un intero settore cruciale per l'equilibrio del sistema dipende dai risultati ottenuti sul



segmento dei servizi di dispacciamento: deprimere tale mercato a fronte della corresponsione di premi di capacità limitati comporterebbe effetti critici per la generazione elettrica italiana.

Detto ciò, sono tuttora convinto che il *capacity market* rappresenti una straordinaria opportunità per far evolvere il nostro sistema garantendo contestualmente l'approccio di mercato e la salvaguardia delle forniture. Per raggiungere questo obiettivo, il meccanismo deve, però, essere articolato con attenzione per non pregiudicare gli investimenti su cui il sistema basa la sua affidabilità e non compromettere il livello di concorrenza raggiunto sul mercato all'ingrosso che continua a rappresentare il primo calmiera dei prezzi elettrici al consumo.

Vorrei ora soffermarmi brevemente su due ulteriori elementi cruciali per garantire maggiore flessibilità ed efficienza al comparto della generazione.

Si tratta di due ambiti dove il "time to market" regolatorio è cruciale definire regole che rispondano alle esigenze attuali del sistema elettrico che, lo ripeto, riguardano la piena disponibilità degli impianti e la pronta risposta alle variazioni di domanda.

Il primo riguarda l'articolazione della tariffazione gas che, negli ultimi periodi regolatori, ha visto un cambio di paradigma nella distribuzione dei costi, passando da un'attribuzione paritaria tra *entry* ed *exit* ad un meccanismo che grava maggiormente su tale seconda componente.

Pur comprendendo l'obiettivo dell'Autorità di riallineare i prezzi del mercato italiano a quelli europei, sarebbe utile valutare l'impatto regolatorio sul sistema di tale misura considerando, da un lato, i benefici realmente ottenuti in merito al riallineamento dei prezzi del PSV al resto d'Europa e, dall'altro, l'aggravio generato per i produttori elettrici a gas a cui sono stati così imposti maggiori costi fissi. Si tratta di costi in gran parte non recuperabili negli attuali scenari di mercato che determinano un funzionamento discontinuo (per non dire occasionale) degli impianti. Oltre all'aggravio di costo, il nuovo metodo di distribuzione tariffaria pregiudica



la flessibilità operativa degli impianti a CCGT poiché disincentiva l'acquisto di capacità per la copertura dei picchi di domanda.

Lo scenario si complica ulteriormente quando si verificano casi di crisi del sistema del gas come accaduto negli ultimi due anni: a causa della scarsa armonizzazione tra mercati dell'elettricità e del gas e della particolare disciplina di gestione dell'emergenza, si possono verificare gravi perdite per il produttore che, con gli strumenti di mercato disponibili, non è in grado di quotare correttamente i propri costi. Si tratta, pertanto, di un meccanismo che può indurre all'astensione dalla produzione proprio nei momenti in cui il sistema è potenzialmente più esposto: su tale aspetto, auspichiamo da tempo di avviare una seria riflessione con le Autorità preposte a gestire le fasi emergenziali del mercato.

Altro elemento cruciale che mina ciclicamente l'equilibrio economico della produzione è dato dall'attuale modalità di calcolo degli sbilanciamenti elettrici, ancora articolati, per gli impianti rilevanti, secondo una logica di *dual pricing*, che auspichiamo venga presto superata dal nuovo modello nodale.

L'attuale sistema genera, in molti casi documentabili, costi di sbilanciamento molto superiori rispetto ai margini concretamente realizzabili sui mercati, elemento che determina spesso la compromissione, a seguito di un singolo episodio, dei risultati economici realizzati in più giorni e/o sull'intero parco. In attesa del nuovo sistema, sarebbe opportuno modificare fin da subito un meccanismo che, oltre a non essere *cost-reflective*, non è allineato ai più recenti orientamenti europei.

Leggeremo con molta attenzione l'attesa consultazione sulla riforma del dispacciamento che speriamo possa costituire una piattaforma di riforma organica del mercato nell'ottica della migliore valorizzazione della flessibilità delle risorse.

Su questo fronte, esprimo alcune perplessità circa le attuali modalità di partecipazione della domanda al mercato dei servizi, oggetto da qualche anno di progetti pilota attivati da Terna. Ritengo, infatti, che tali progetti, condotti a prezzi e condizioni riservate solo ad alcune risorse, debbano



---

rapidamente esaurirsi convergendo nel MSD e ristabilendo l'equilibrio concorrenziale. Laddove si vogliano prevedere aste a termine, ritengo necessario che queste siano aperte a tutte le risorse potenzialmente disponibili, a parità di condizioni.

Chiudo il mio intervento segnalando l'importanza di un continuo confronto tra Autorità, associazioni e operatori. Questi ultimi auspicano una sempre maggiore partecipazione e trasparenza nel processo di formazione della regolazione, l'utilizzo sistematico di analisi costi-benefici per la valutazione dell'impatto regolatorio e la possibilità di agire in un quadro normativo il più possibile stabile e adeguato con tempestività alle esigenze di chi investe e produce.