



TIRRENO POWER

Audizioni periodiche ARERA 2021

FABRIZIO ALLEGRA – DIRETTORE GENERALE

24 Novembre 2021

<p>Il mercato wholesale nel nuovo Quadro Strategico</p>	<p>Come operatore termoelettrico, il nostro contributo al dibattito sul Quadro Strategico dell'ARERA non può che essere una visione del business di riferimento, ed in particolare un focus sugli strumenti regolatori di maggior rilevanza che riguardano la generazione elettrica.</p> <p>In particolare, concentrerò l'intervento sulla necessità di definire regole coerenti funzionali e simmetriche nel nostro settore, al fine di non creare distorsioni tra le tecnologie che compongono il mix target.</p> <p>Questo aspetto, l'equilibrio delle regole, ha effetti determinanti su settori a così alta intensità di capitale e diventa ancor più strategico in un momento in cui sono stati definiti obiettivi precisi e ambiziosi per la transizione energetica.</p>
<p>Le lezioni dell'emergenza</p>	<p>Gli ultimi due anni ci hanno insegnato molto in merito al settore elettrico attuale e a quello che ci aspetta.</p> <p>Due anni nei quali il nostro sistema è stato fortemente sollecitato: prima, durante il <i>lockdown</i>, con la più grande e repentina riduzione dei consumi mai vista, il forte incremento della penetrazione delle rinnovabili e la temporanea uscita di scena del carbone. Oggi, con una ripresa altrettanto rapida che, accompagnata da fattori geopolitici altamente distorsivi, ha generato le note tensioni sui prezzi di elettricità e gas e molte difficoltà gestionali per gli operatori</p>
<p>Ruolo dell'elettricità e degli impianti CCGT</p>	<p>In entrambi questi scenari, così diversi tra di loro, gli impianti elettrici a ciclo combinato a gas hanno dimostrato di giocare un ruolo determinante nel sistema: nel 2020, garantendo l'equilibrio in tempo reale tra la domanda e un'offerta fortemente intermittente a causa della prevalenza delle fonti non programmabili e, quest'anno, fornendo risorse fondamentali per la sua adeguatezza in un momento di forti tensioni a causa di una ripresa tumultuosa.</p> <p>E in questi differenti scenari, per certi versi estremi, l'elettricità si conferma essere il principale vettore energetico per realizzare la transizione energetica del pianeta e la produzione a gas l'unica fonte oggi davvero in grado di garantire la continuità del servizio e il superamento della produzione a carbone.</p> <p>Con infrastrutture e impianti che continueranno ad avere un ruolo, anche una volta realizzata la transizione con l'avvento dei gas rinnovabili e idrogeno.</p>
<p>Congiuntura del mercato gas</p>	<p>L'attuale congiuntura, che ha fatto registrare un forte rialzo dei prezzi del gas e un'alta volatilità delle quotazioni, ha determinato il verificarsi di un ulteriore elemento di rischio per i produttori elettrici a gas che, ormai da anni, operano in un contesto di mercato dell'energia con marginalità ridotta e discontinua.</p>

	<p>Basti pensare che la chiusura del mercato elettrico avviene alle ore 12,00 mentre il prezzo della <i>commodity</i> si fissa convenzionalmente nel pomeriggio per capire come il produttore sia esposto, soprattutto in un contesto di ampia variabilità delle quotazioni <i>intraday</i>, al rischio di realizzare vendite sottocosto.</p> <p>È quanto accadde già anni fa con il caso del guasto al terminale di Baumgarten e quanto, molto più frequentemente, si sta verificando negli ultimi mesi: è sufficiente che venga pubblicata una singola notizia “rialzista” (come quella recente sui ritardi di certificazione del Nordstream 2) affinché la produzione di un’intera giornata, inizialmente venduta con margini positivi, finisca in perdita.</p> <p>Superfluo sottolineare che questo sfasamento temporale può incentivare comportamenti speculativi e pregiudicare le corrette dinamiche di mercato</p>
<p>Capacity market</p>	<p>Come è noto, il comparto a ciclo combinato a gas è quello che sarà maggiormente impattato dalla più rilevante riforma del mercato elettrico degli ultimi anni, ovvero il capacity market.</p> <p>Il focus del mio intervento, e della nostra attenzione, è quindi centrato su questo strumento vista la sua imminenza e la sua rilevanza per il nostro settore.</p> <p>Si tratta di un sistema concepito per stabilizzare i segnali di prezzo e guidare gli investimenti nella generazione elettrica ma che, se non calibrato in ogni suo aspetto, rischia di determinare ulteriori e gravi elementi di incertezza.</p>
<p>Strike price e prezzo gas</p>	<p>In particolare, mi soffermo brevemente solo su tre aspetti necessari per rendere il <i>capacity market</i> più equilibrato e rispondente ai suoi obiettivi.</p> <p>Il primo riguarda la necessità, proprio nell’attuale contesto di mercato, di adeguare il prezzo di esercizio del meccanismo (il c.d. <i>strike price</i>) con maggiore tempestività. Un riferimento di prezzo tanto rilevante per l’intero mercato all’ingrosso non può essere fissato con un mese di anticipo mentre le quotazioni del gas variano significativamente di ora in ora. Immaginiamo cosa sarebbe potuto accadere ad ottobre, mese caratterizzato da un andamento turbolento delle quotazioni del gas, con uno <i>strike price</i> definito a settembre: ci saremmo di fatto trovati a dover gestire in perdita, potenzialmente per settimane, pressoché l’intero comparto produttivo a gas, con vendite obbligatorie sottocosto.</p>
<p>Gestione delle indisponibilità</p>	<p>Il secondo aspetto altamente critico riguarda il sistema gestione delle indisponibilità degli impianti all’interno del <i>capacity market</i>. In primavera, Energia Libera ha presentato a Terna e agli uffici di ARERA un’analisi approfondita che evidenzia come tale meccanismo non sia adeguato rispetto alle effettive capacità tecniche degli impianti sia per quanto riguarda i giorni previsti per manutenzioni programmate, troppo esigui rispetto al fabbisogno,</p>

<p>Proposte di riforma</p>	<p>sia per il sistema di penali per fuori servizio accidentali che risulta particolarmente gravoso.</p> <p>Lo studio evidenzia un'incidenza media dei corrispettivi variabili per MW particolarmente elevata e che circa 8 GW di capacità rischiano ogni anno di ricadere in una condizione di inadempimento definitivo nell'ambito del contratto del <i>capacity market</i>.</p> <p>Una condizione che comporta la restituzione integrale dei premi e l'esposizione al pagamento dei corrispettivi variabili anche per molti mesi. E che determina, pertanto, uno stato di potenziale <i>default</i> per un operatore di piccole o medie dimensioni.</p> <p>La rilevanza del problema è evidente anche a livello di sistema se si considera che 8 GW equivalgono a un quinto dell'intera capacità allocata nelle aste per il 2022.</p> <p>A fronte di questi rischi, per gli operatori non sono disponibili strumenti di mitigazione adeguati. Innanzitutto, manca una clausola di <i>stop loss</i>, elemento assolutamente necessario in sistemi di questo tipo e la cui presenza faciliterebbe la possibilità di costruire specifici contratti assicurativi. Inoltre, il mercato secondario, strumento per la rinegoziazione fra i diversi operatori delle obbligazioni assunte, non avrà liquidità sufficiente, almeno per questi primi due anni, e i suoi meccanismi di funzionamento non consentono neanche di realizzare accordi di mutuo soccorso tra gli operatori, per mitigare l'effetto delle penali.</p> <p>Su questo fronte gli operatori, e le loro associazioni, hanno presentato diverse proposte di intervento sulla disciplina a partire, <i>in primis</i>, dalla reale possibilità di realizzare la cessione del contratto, senza particolari vincoli. Tale facoltà permetterebbe anche di attenuare il disequilibrio, in termini di rischi sopportati, che il meccanismo determina tra soggetti che hanno capacità più o meno concentrate nelle diverse zone del mercato, penalizzando in maniera squilibrata chi ha portafogli limitati in alcune zone.</p> <p>A poche settimane dall'avvio del primo periodo di consegna, queste proposte, pur argomentate e presentate dall'intero settore con voce univoca, non sono state accolte, se non marginalmente. Ci troveremo quindi ad affrontare il prossimo anno con molte incertezze in merito al nuovo mercato rispetto ad eventi, quali i fuori servizio accidentali degli impianti, che non sono annullabili neppure con la più scrupolosa attività manutentiva.</p> <p>Peraltro, bisogna anche considerare che avvieremo le consegne sul mercato della capacità dopo due anni di restrizioni dovute alla pandemia che hanno reso molto più complessa la gestione delle manutenzioni programmate e che, anche attualmente, determinano grandi difficoltà nel reperimento dei ricambi strategici, a causa della carenza di materie prime, e di manodopera qualificata (anche dall'estero).</p>
-----------------------------------	---

<p>Il nuovo DM</p>	<p>Su questo fronte, stride il confronto con l'ampiezza delle proroghe concesse agli impianti nuovi non autorizzati per il completamento degli iter in corso.</p> <p>E vengo quindi al terzo punto: la disparità di trattamento tra impianti esistenti e nuovi.</p> <p>Questa disparità rischia di essere acuita anche dal recente decreto per le nuove aste per il 2024 che lascia intravedere la possibile cessazione del meccanismo al fronte del riscontro della condizione di adeguatezza del sistema. Benché tale previsione possa apparire coerente con le finalità del meccanismo, occorre osservare che in ogni caso non avrebbe effetto per gli impianti nuovi che continueranno a ricevere il premio per 15 anni e a proporre <i>bid</i> al di sotto del prezzo di esercizio del meccanismo, spiazzando così gli impianti esistenti.</p> <p>Questi ultimi, pur subendo gli effetti di questa alterazione della concorrenza indotta dal meccanismo sui mercati di elettricità e servizi, non avranno il supporto di alcun premio fisso.</p> <p>Ciò determinerà, probabilmente, l'uscita anticipata dal mercato di impianti ancora efficienti e necessari per garantire l'adeguatezza del sistema innescando un ciclo di boom & bust per gli investimenti in capacità di produttiva che paradossalmente rappresenta proprio il fenomeno per evitare il quale era stato in origine concepito il <i>capacity market</i>.</p> <p>È di tutta evidenza che qualora il mercato della capacità per gli impianti in esercizio non venga esteso per coprire il periodo di incentivazione garantita agli investimenti di nuova realizzazione, sarà necessario introdurre nuovi meccanismi fungibili che consentano agli impianti attualmente in esercizio di operare in un contesto sostenibile nel medio-lungo termine.</p>
<p>Conclusioni</p>	<p>In conclusione, ho evidenziato tre principali elementi, i primi di impatto immediato, il terzo di prospettiva più ampia:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. tempistiche di aggiornamento e livello dello strike price 2. onerosità delle penali per indisponibilità e mancanza di strumenti idonei alla sua mitigazione 3. disparità nel trattamento degli impianti attualmente in esercizio rispetto a quelli di nuova realizzazione <p>Tutti e tre convergono nel generare una forte pressione competitiva sugli impianti a CCGT esistenti che, in tale contesto, nei prossimi anni rischiano di essere estromessi dal sistema a vantaggio di nuovi impianti dello stesso cluster tecnologico.</p> <p>Indubbiamente questi ultimi porteranno un beneficio in termini di incremento marginale di efficienza: ma la vera questione è se il prezzo che complessivamente il sistema pagherà per ottenere questo beneficio marginale è adeguato.</p> <p>Allo stesso tempo, in un momento di trasformazione del settore, il sistema elettrico italiano non può prescindere dal mantenimento in esercizio efficiente del parco a gas esistente che già in questi ultimi</p>

	due anni ha dimostrato di essere essenziale per realizzare una transizione energetica <i>cost effective</i> e supportata da risorse adeguate.
--	---