

**Audizione Annuale
Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**

EP Produzione S.p.A.

I servizi pubblici e l'emergenza Coronavirus

Proposte in merito a possibili azioni regolatorie per fronteggiare gli effetti dell'emergenza COVID-19 e rimettere in moto i processi

22-23 luglio 2020

Egregio Presidente, Signori del Collegio, Direttori,

La crisi sanitaria del COVID-19 ha senz'altro messo in evidenza il ruolo fondamentale delle Utilities a garanzia delle forniture energetiche e di tutti gli altri servizi necessari a garantire la tenuta del tessuto sociale ed economico, pubblico e privato, mostrando la grande resilienza, capacità di adattamento e di risposta di tutto il settore.

Il ruolo dell'Autorità nella fase emergenziale è risultato importante ed è stato molto apprezzato, ad esempio con il coinvolgimento costante degli stakeholders, ma risulta ancor più centrale nella fase di ripartenza. Se nella prima fase della crisi, infatti, la risposta è stata correttamente rivolta a tutelare i clienti finali, domestici e industriali, ora è importante tornare a porre la giusta attenzione alle politiche volte alla transizione energetica e al mantenimento dell'adeguatezza del sistema, con misure regolatorie anche rivolte al lungo periodo.

Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) e Decarbonizzazione

A dicembre 2019 è stato definitivamente approvato il PNIEC, che conferma gli sfidanti obiettivi di sviluppo rinnovabili al 2030 e il *phase-out* del carbone al 2025. È necessario che la transizione verso tale nuovo paradigma sia effettuata attraverso un'evoluzione sostenibile sotto il profilo della sicurezza di fornitura, tema che la crisi sanitaria ha reso quanto mai attuale, e dei costi per il sistema. È quindi importante che il quadro normativo e regolatorio accompagni tale processo con misure volte a garantire stabilità e certezza agli operatori del sistema elettrico, che stanno pianificando investimenti e impegnando capitali per lo sviluppo di nuovi impianti e per il mantenimento in esercizio di quelli esistenti, migliorandone le performance e la sostenibilità ambientale. Gli aspetti a tal fine di particolare rilievo sono: il mercato della capacità, l'evoluzione del mercato elettrico e del dispacciamento, l'allineamento dei costi gas agli altri paesi UE, la metanizzazione della Sardegna, lo sviluppo delle infrastrutture elettriche.

Mercato della Capacità

La transizione verso un sistema energetico decarbonizzato, ma al contempo sicuro e adeguato anche a fronte di situazioni emergenziali, impone obiettivi sfidanti, che potranno essere raggiunti solo attraverso un approccio regolatorio chiaro, in grado di garantire la sostenibilità del percorso disegnato dal PNIEC. Come evidenziato nel Piano, infatti, il completamento del mercato *energy-only* con un meccanismo di regolazione della capacità, che possa fornire segnali di prezzo sufficienti a indirizzare gli investimenti necessari nel medio e lungo termine, rappresenta un punto cruciale per una transizione energetica efficace e sostenibile. In tal senso, si ritiene condivisibile quanto riportato nell' *Implementation Plan* recentemente trasmesso alla Commissione Europea, confermando la necessità del Mercato della Capacità oltre il 2023. A tal fine, è necessario arrivare quanto prima al completamento dell'iter di predisposizione e notifica del nuovo meccanismo, in accordo al Regolamento UE 2019/943 sul mercato interno dell'energia (i.e. studio dei possibili effetti di tali meccanismi sugli Stati membri limitrofi, valutazione di un meccanismo di capacità in forma di riserva strategica).

D'altro canto, con riferimento ai procedimenti in atto in sede di giustizia amministrativa nazionale ed europea, auspichiamo che il *capacity market* approvato e avviato nel 2019 venga mantenuto e confermato, rappresentando un tassello fondamentale nel quadro normativo di riferimento per il conseguimento degli obiettivi indicati dal *Clean Energy Package*.

Mercato elettrico

La riforma del dispacciamento è ormai prossima al compimento della fase finale (RDE2), con misure quali l'implementazione del *Balancing Code* europeo, la rimozione del *floor* ai prezzi di mercato e il completamento del testo integrato del dispacciamento. TERNA e GME hanno recentemente consultato, rispettivamente, le modifiche del Codice di Rete necessarie all'implementazione della piattaforma TERRE e alla Disciplina del Mercato Elettrico ai fini dell'integrazione del Mercato Infragiornaliero in modalità continua. A riguardo si auspica un maggiore coordinamento tra gli attori istituzionali coinvolti (TERNA e GME) e il coinvolgimento

degli operatori attraverso una più forte attività di regia da parte dell’Autorità. Molto apprezzata in tal senso l’iniziativa di avviare uno *stakeholder group* sul tema, ritenendo opportuno fornire maggiori dettagli in merito agli operatori con una roadmap chiara e condivisa del processo, anche se sarebbe stato auspicabile coinvolgere gli attori del mercato sin dalle prime fasi della riforma. Ad oggi, infatti, a ridosso del nuovo assetto di mercato, vi sono ancora aspetti da chiarire sul funzionamento delle nuove piattaforme e delle modalità operative sottese (ad esempio, l’introduzione dei prezzi negativi, le modalità di definizione degli intervalli di fattibilità, la valorizzazione dello sbilanciamento a programma, etc.). È inoltre di fondamentale importanza che non si perda di vista l’obiettivo finale di tale riforma, che dovrebbe essere in primo luogo l’evoluzione verso un mercato spot capace di fornire migliori segnali di prezzo e la corretta valorizzazione delle risorse offerte per i servizi di dispacciamento e bilanciamento. In tale ottica si auspica l’introduzione di nuovi segmenti di mercato nei quali poter offrire servizi oggi non valorizzati (energia reattiva, risorse flessibili), un’evoluzione verso forme sempre più ampie di gestione di portafoglio e *self-dispatching*, e l’estensione del *single pricing* per la valorizzazione degli sbilanciamenti alle Unità Abilitate, come espressamente previsto dal *Balancing Code*. In attesa di tale evoluzione, si rinnova la richiesta applicare un *dual price* meno penalizzante per le Unità Abilitate, in particolare parametrizzato sul prezzo medio delle offerte accettate nel Mercato del Bilanciamento piuttosto che sul prezzo marginale MSD.

Sviluppo infrastrutture elettriche

Il PNIEC e, parallelamente, i Piani di Sviluppo decennali di TERNA sottoposti a consultazione negli ultimi due anni, riportano due importanti misure finalizzate alla riduzione della forte over-generation collegata allo sviluppo delle energie rinnovabili al 2030:

- Il *Tyrrhenian Link* (il collegamento tri-terminale tra Campania, Sicilia e Sardegna)
- L’incremento della capacità del sistema di storage di 3 GW per integrare la prevista capacità di generazione da fonte rinnovabile non programmabile.

Sul primo punto, rimarchiamo quanto già espresso in risposta alle consultazioni nelle quali è stato riportato tale progetto (Piani di Sviluppo e PNIEC): è importante che l'analisi costi benefici per la valutazione di questa infrastruttura tenga in considerazione concretamente lo scenario nel quale tale cavo si andrebbe ad inserire (inclusivo pertanto del *capacity market* e della riforma del dispacciamento).

Tutte le misure in corso di implementazione, infatti, concorrono a determinare una riduzione dei costi del dispacciamento che andrebbe considerata in tale analisi e computata nel calcolo dell'indice di beneficio B7.

Restiamo in attesa dello studio RSE richiesto dall'Autorità, confidando che contribuisca a chiarire scenario a tendere e le relative tempistiche, elementi essenziali per indirizzare gli investimenti futuri, indispensabili per il phase out del carbone in Sardegna.

Sul secondo punto ribadiamo che, perché tale sviluppo sia coerente con la necessità di garantire certezza e stabilità del quadro regolatorio, è necessario definire uno specifico framework normativo, nel rispetto dei principi di trasparenza, competitività e neutralità tecnologica. Importante è soprattutto che lo sviluppo eventuale di storage:

- 1) sia valutato in considerazione del fabbisogno di risorse che andrebbe a coprire e, pertanto, comparato e analizzato in termini di costi benefici con altre modalità per reperire le medesime risorse;
- 2) sia inquadrato nell'ambito delle attività contendibili della filiera elettrica e, pertanto, destinato principalmente a operatori privati e non presenti su attività regolate. L'eventuale partecipazione del TSO alla costruzione/gestione di tali sistemi dovrebbe essere eccezionale e solo in assenza di manifestazioni di interesse da parte di operatori privati verso lo sviluppo di tali sistemi.

Metanizzazione Sardegna

Un altro tema delicato che riteniamo importante affrontare in questa sede riguarda il futuro energetico della Sardegna. A tale proposito, in attesa del già ricordato studio di RSE richiesto dall’Autorità in merito alle possibili soluzioni per l’adeguamento infrastrutturale del sistema energetico dell’isola, crediamo sia fondamentale delineare con chiarezza e tempestività il quadro normativo/regolatorio e le tempistiche di sviluppo delle infrastrutture necessarie, consentendo agli operatori di pianificare in modo efficiente gli investimenti per il phase out del carbone mantenendo sicuro e adeguato il sistema energetico della Sardegna. In altri termini, per realizzare la capacità di generazione a gas, che contribuirebbe al *phase-out* del carbone, occorre assicurare che il gas ci sia con volumi adeguati e sicuri e a prezzi allineati al resto d’Italia. A completamento, riteniamo essenziale anche per la Sardegna il capacity market post 2023, da implementare in connessione agli sviluppi infrastrutturali.

Costo gas

Si ribadisce l’esigenza di concretizzare il processo di allineamento dei prezzi del gas tra i Paesi UE. In particolare, la convergenza dei prezzi della *commodity* in Italia rispetto ad altri Paesi dell’Unione, rappresenta un obiettivo fondamentale per rimuovere asimmetrie competitive a danno dell’industria in generale e degli operatori italiani che dispongono di impianti termoelettrici alimentati a gas naturale. Pertanto, condividiamo, in linea di principio, l’ipotesi di riforma della tariffa gas, nella misura in cui questo possa effettivamente portare ad un allineamento tra prezzi al PSV e prezzi dei principali *hub* europei. È importante però che tale nuovo assetto non comporti un ulteriore aggravio e irrigidimento della struttura dei costi fissi a carico di operatori termoelettrici a gas, per le motivazioni già espresse in altre sedi (ad esempio nelle consultazioni per la definizione della tariffa di trasporto nel quinto periodo regolatorio) legate alle esigenze di maggiore flessibilità che la transizione energetica comporta.