



Audizione Annuale
Presso l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Osservazioni al documento per la consultazione 139/2019/A: *"Quadro strategico 2019 – 2021 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente"*



AEEG-644630

AEEG PG.0010769/A – 29/04/2019

8-9 maggio 2019

Egregio Presidente, Componenti del Collegio, Direttori,

riteniamo innanzitutto doveroso ringraziarvi per l'utile occasione di confronto e partecipazione offerta dalle audizioni aperte agli stakeholder del settore, ai fini della predisposizione del Vostro Quadro strategico 2019-2012. Tale fase di confronto, che fa seguito al dialogo con gli Uffici Tecnici attraverso i Documenti per la Consultazione, i Workshop e i Focus Group, a nostro avviso ha una particolare importanza: le sfide della transizione energetica in atto richiedono quanto mai un quadro regolatorio chiaro e definito.

Condividiamo l'approccio, evidenziato in più passaggi nel Quadro Strategico triennale, di perseguire la maggiore "sincronia" possibile con linee guida stabilite a livello europeo: questo può aiutare a rendere più stabile il contesto regolatorio, pur conservando la specificità del settore nazionale e procedendo verso una progressiva armonizzazione dei settori, garantendo il monitoraggio degli obiettivi strategici e la necessaria trasparenza verso gli stakeholder.

Con riferimento specifico al Documento di Consultazione del Quadro Strategico per il periodo 2019 – 2021, di seguito si analizzano i temi di maggiore impatto regolatorio sui settori di competenza di EP Produzione, seguendo la struttura del documento.

OS.4 Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca

Osservazioni alle principali linee di intervento:

- a. EP Produzione coglie con favore l'orientamento dell'Autorità nel sostenere la ricerca e, in particolare, idee innovative e meritevoli provenienti dagli operatori nei vari settori di interesse (i.e. progetti pilota), adottando un approccio di tipo *sandbox* sul modello inglese, teso a individuare opportuni inquadramenti regolatori e a concedere specifiche deroghe per verificarne le potenzialità e, dove necessario, apportare correttivi.

OS.5 Rafforzamento della accountability regolatoria con il contributo dell'Osservatorio della regolazione

Osservazioni alle principali linee di intervento:

- b. Si concorda con la volontà dell'Autorità nel voler sviluppare strumenti specifici per la valutazione ex-post dell'impatto dei provvedimenti regolatori adottati.

Ad esempio, a valle dell'adozione di una ripartizione *entry/exit* dei costi per la regolazione delle tariffe di trasporto gas pari a 40/60 per il periodo transitorio 2018-2019, che si è tradotta in un aggravio dei costi per gli utenti finali e in un irrigidimento della struttura dei costi fissi per i produttori di energia, sarebbe opportuno verificare se gli obiettivi a tal proposito prefissati siano stati raggiunti. Tra questi, il maggiore allineamento dei prezzi al PSV con i maggiori *hub* europei non sembrerebbe essere stato raggiunto. Una tale verifica consentirebbe di ricalibrare l'allocazione dei costi per i successivi periodi regolatori.

OS.16 Sviluppo di mercati dell'energia e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo

La transizione verso un sistema energetico decarbonizzato pone traguardi condivisibili e sfidanti, che potranno essere raggiunti solo attraverso un approccio regolatorio chiaro e definito, che supporti la concretizzazione e la sostenibilità del percorso disegnato dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

In primis, come più volte ricordato e come crediamo sia condiviso da codesta Autorità, occorre completare il disegno di mercato *energy-only*, che non è in grado di fornire segnali di prezzo sufficienti a indirizzare gli investimenti indispensabili per la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico e del gas naturale. L'introduzione del Mercato della Capacità, nel 2019, è essenziale per adeguare il disegno di mercato e supportare il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC al 2025 e al 2030.

Sempre con riferimento agli obiettivi del PNIEC, è importante che le tempistiche degli interventi regolatori siano definite coerentemente con le tempistiche di sviluppo delle infrastrutture necessarie al passaggio dalla situazione attuale allo scenario *target*, in modo da garantire gli

obiettivi di decarbonizzazione e di sicurezza/adequatezza del sistema elettrico e consentire agli operatori di pianificare correttamente ed efficientemente investimenti e disinvestimenti. A questo riguardo ci sembra che la situazione della Sardegna, dove il nostro gruppo opera con la centrale a carbone di Fiume Santo, sia un caso emblematico. Senza una maggiore chiarezza sui piani di realizzazione delle condizioni abilitanti per la decarbonizzazione – in primis nuovo cavo di connessione elettrica e disponibilità di gas per la produzione di elettricità – risulta difficile pianificare investimenti per nuove alternative, considerando anche gli investimenti richiesti per nuove BAT entro il 2021, l'essenzialità per il sistema riconosciuta oggi solo fino al 2020 e la non economicità a mercato degli impianti a carbone.

Un altro tema di pari importanza per il raggiungimento degli obiettivi del Piano Nazionale è quello dei sistemi di accumulo: nel Piano si evidenzia la necessità di 3 GW di capacità di pompaggi idroelettrici per integrare la prevista capacità di generazione da fonte rinnovabile non programmabile. In relazione agli accumuli, è essenziale definire uno specifico framework regolatorio, nel rispetto dei principi di trasparenza, competitività e neutralità tecnologica. Senza questo, specie per i pompaggi, ci pare difficile il concretizzarsi degli ingenti investimenti richiesti.

Osservazioni alle principali linee di intervento:

- a. Riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento: il percorso avviato negli anni scorsi si concretizzerà nelle prossime settimane con la fase di consultazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, opportunamente coordinato con le indicazioni dei regolamenti europei per il bilanciamento e per il *coupling* del mercato infragiornaliero. Appare altresì indispensabile, in tale occasione, definire in maniera chiara e trasparente le modalità operative di recepimento e implementazione delle regole per la creazione della fase di contrattazione continua del mercato *intraday*, delle piattaforme per lo scambio *cross-border* di energia per i servizi di bilanciamento e di come queste vadano a conciliarsi con il disegno di mercato prospettato a livello nazionale.

PRODUZIONE

L'apertura del mercato dei servizi ancillari a tutte le risorse disponibili (compresi i sistemi di accumulo, la domanda attiva, fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita) in forma aggregata, oltre a tenere in conto le evidenze dei progetti pilota avviati negli ultimi mesi, dovrebbe garantire anche la possibilità di aggregare una unità di produzione rilevante con sistemi di accumulo, domanda, fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita.

Infine, appare di altrettanta rilevanza l'adeguata valorizzazione delle risorse. Nell'attuale struttura del mercato, infatti, non vengono correttamente valorizzate tutte le specifiche risorse offerte dalle Unità di Produzione. In quest'ottica, si auspica l'introduzione di nuovi segmenti di mercato che riguardino, ad esempio, le risorse di energia reattiva e le risorse flessibili (i.e. tempo di avviamento, gradiente di presa e rilascio del carico, rapporto potenza massima / potenza minima).

- b. Disciplina degli sbilanciamenti: si ritiene che in seguito alla revisione operata negli scorsi anni dall'Autorità, sia necessaria una riforma di carattere strutturale, in linea con il parallelo riassetto della regolazione del servizio di dispacciamento, valutando soluzioni che possano rendere più efficiente il sistema e limitare gli oneri per gli operatori. In tal senso, il superamento del meccanismo zonale/macrozonale per passare a un sistema basato su prezzi nodali potrebbe essere una, ma non l'unica, soluzione: sembra opportuno, al contempo, introdurre la possibilità di logiche di portafoglio nella gestione delle unità di produzione nella disponibilità degli operatori, così da offrire una maggiore efficienza e flessibilità al sistema. Rispetto al sistema applicato attualmente alle UP abilitate (il cosiddetto *dual price*), auspichiamo che il meccanismo che verrà adottato sia maggiormente riflessivo dei costi che gli sbilanciamenti delle stesse UP abilitate procurano al sistema: per le UP abilitate infatti il meccanismo del *dual price* porta a una penalizzazione eccessiva, ovvero a un costo sostenuto dalle UP abilitate per i loro

sbilanciamenti maggiore del costo sostenuto dal sistema per compensare gli sbilanciamenti stessi.

- c. L'evoluzione prospettata per i mercati dell'energia e per il servizio di dispacciamento potrebbe risultare ridimensionata dal mancato affiancamento di un Mercato della Capacità all'attuale struttura *energy-only*, della quale negli ultimi anni sono emersi i limiti e le potenziali inefficienze. Il completamento del disegno di mercato appare indispensabile alla luce degli obiettivi europei al 2030 fissati dal *Clean Energy Package*, e declinati a livello nazionale nel Piano Energia e Clima, necessari per accompagnare la transizione energetica e pervenire a un sistema energetico sostenibile, garantendone l'adeguatezza e la sicurezza dell'approvvigionamento.

In merito al completamento della disciplina del *capacity market*, si ritiene opportuno chiarire al meglio le modalità di partecipazione della nuova capacità in fase autorizzativa e pre-autorizzativa, preservando gli operatori dal rischio di inadempimenti contrattuali non dipendenti dall'operatore stesso, al fine di non scoraggiare possibili opportunità di investimento.

- d. Il tema della flessibilità e della maggiore efficienza del mercato gas e, più in generale, la convergenza tra mercato gas e mercato elettrico, in ottica di *sectors coupling*, è cruciale per il buon funzionamento di mercati energetici sempre più integrati.

Sempre più, infatti, gli impianti di generazione termoelettrici a gas, nel ruolo di *back-up* del sistema, sono chiamati a fornire flessibilità e riserva, modulando la propria produzione in funzione delle fluttuazioni della domanda, della volatilità della produzione da fonti rinnovabili e delle esigenze della rete. Pertanto, si considera fondamentale l'introduzione di strumenti, sia sul fronte dell'acquisto di capacità di trasporto che su quello dell'approvvigionamento della materia prima gas, in grado di mantenere allineati i mercati elettrico e del gas, evitando così inefficienze e speculazioni.

Con riferimento alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale, in conformità alle direttive dei regolamenti europei in materia, si auspica una ridefinizione dell'allocazione dei costi di trasporto, che possa prevenire significative asimmetrie tra utenti della rete, irrigidendo la struttura dei costi per i produttori termoelettrici a gas e andando in contrasto con le riforme in corso volte ad aumentare la flessibilità nell'esercizio degli impianti.

OS.20 Regolazione per obiettivi di spesa e servizio

Osservazioni alle principali linee di intervento:

- a. Si accoglie positivamente l'orientamento dell'Autorità nel passaggio a una logica di riconoscimento dei costi di tipo *output-based* in ottica di efficientamento della spesa.
Al fine di selezionare gli investimenti infrastrutturali necessari, coniugando economicità e sostenibilità, è necessario che nelle analisi dei costi-benefici delle infrastrutture di rete dei piani di sviluppo si faccia riferimento a scenari o analisi di *sensitivity* che tengano in considerazione:
 - l'evoluzione del quadro regolatorio, con particolare riferimento all'avvio del *capacity market*, per tener conto in particolare dell'effetto del pagamento del corrispettivo variabile (che riduce di fatto il costo dell'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento) sulle valutazioni del beneficio delle infrastrutture di rete proposte in valutazione;
 - l'evoluzione del parco produttivo nazionale ed europeo (e.g. *phase-out* del carbone a livello europeo) e le ricadute di tali cambiamenti sui prezzi e sui volumi attesi di import/export.
- e. La revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete dovrebbe essere improntata al principio di *cost-reflectivity*, auspicando un sistema maggiormente riflessivo dei costi causati al sistema dai singoli soggetti, come ad esempio i costi di realizzazione dell'infrastruttura di trasporto gas in Sardegna.

OS.22 Promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema nazionale**Osservazioni alle principali linee di intervento:**

- d. L'allineamento dei prezzi del gas tra i Paesi UE, e 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 superamento della definizione di aree *entry/exit*, nella misura in cui questo possa effettivamente portare a 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 legate alle esigenze di maggiore flessibilità che il processo di decarbonizzazione comporta.

Grazie per l'attenzione.

Distinti saluti