



Sede legale
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06 59821
eni.com

Eni SpA

MEMORIA

Audizioni periodiche 2021

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

24 Novembre 2021

Eni SpA

Capitale Sociale Euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 – Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)



Eni ringrazia per la possibilità di partecipare a questo momento istituzionale di dialogo fra l'Autorità e gli *stakeholder* del sistema, in particolare in questo momento in cui l'Autorità intende raccogliere spunti per definire azioni regolatorie che potranno supportare le fasi di ripresa dei settori regolati, dopo l'impatto della pandemia ed anche in una prospettiva di medio-lungo termine.

Riteniamo utile soffermarci, in sede di audizione, su spunti della regolazione dei mercati gas e power che riteniamo di particolare importanza in questa fase storica dei mercati e che ci appaiono coerenti con gli obiettivi dichiarati dall'Autorità nel documento per la consultazione 465/2021/A relativo al Quadro Strategico 2022-2025.



Settore gas

All'origine del recente improvviso aumento del prezzo del gas ci sono dinamiche globali di breve termine, legate a un forte incremento della domanda che si accompagna a difficoltà lato offerta, queste ultime dovute anche:

- al progressivo calo degli investimenti *upstream* per nuovi progetti olio e gas, sino ad un livello insufficiente ad assicurare una crescita dell'offerta adeguata a coprire la domanda addizionale;
- al naturale declino della capacità di produzione esistente (in particolare per il gas che, a differenza dell'olio con l'OPEC, non dispone di sostanziali *spare capacity*).

L'attuale domanda elevata di gas, a livello internazionale e nazionale, è frutto della ripresa post-pandemica. Nel medio-lungo periodo la domanda è invece destinata a ridursi, soprattutto in Europa, per effetto delle policy orientate alla decarbonizzazione e dell'efficientamento dei consumi energetici.

In questo contesto, le azioni implementabili a livello nazionale richiedono **interventi sia di breve termine – volti a ridurre l'impatto del costo dell'energia sui clienti finali -, sia più strutturali e con effetti di medio-lungo termine - volti a ridurre l'impatto economico sui clienti finali e al contempo a rendere maggiormente adeguata e sicura l'offerta.**

Tra le **azioni** che nel **breve termine** possono ridurre l'impatto del costo dell'energia sui clienti finali vi sono quelle già prontamente attuate per effetto delle recenti misure legislative:

- sterilizzazione dell'aumento del gettito fiscale derivante dall'incremento dei prezzi;
- temporanea riduzione degli oneri generali di sistema, utilizzando nuovamente parte di quanto ricavato dalle aste dei permessi di emissione di CO₂.



In aggiunta, per ridurre l'impatto del costo dell'energia sui clienti finali, si riterrebbe particolarmente utile un intervento più **strutturale**, volto ad uno **spostamento sulla fiscalità generale di almeno una parte degli oneri generali di sistema gas**: un tale intervento, da tempo sostenuto dall'Autorità nei confronti del legislatore e pienamente condivisibile, potrebbe riguardare in **particolare quella parte di oneri che hanno poco a che fare con il funzionamento del mercato del gas, come ad esempio il bonus sociale e le sub-componenti che determinano la componente addizionale RET.**

Adeguatezza dell'offerta nel sistema gas e sicurezza delle forniture

Gli **interventi strutturali di medio-lungo termine** devono necessariamente tenere conto dell'importanza del **ruolo** che il **gas naturale** sta dimostrando di avere e ancora avrà nel soddisfare le esigenze energetiche in modo ambientalmente sostenibile, nel garantire la continuità delle forniture elettriche e nell'agevolare la transizione energetica. Peraltro, anche alla luce della crescente elettrificazione dei consumi prevista come parte del processo di decarbonizzazione, va ricordato come la presenza di capacità di generazione a gas esistente e nuova servirà - insieme allo stoccaggio di energia - per garantire la flessibilità richiesta dal sistema elettrico nei prossimi anni che, in presenza di quote crescenti di produzione da FER non programmabili, necessiterà di un *backup* alla variabilità di produzione di queste risorse a garanzia di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico.

In tali prospettive, appare opportuno sostenere la **sicurezza del sistema gas** e l'**adeguatezza dell'offerta in esso, attraverso il *fine tuning* di meccanismi già esistenti ed attraverso il disegno e l'implementazione di nuovi meccanismi opportunamente mirati.**

Le principali leve in tal senso, tanto a livello nazionale quanto a livello europeo, sono relative al miglioramento del sistema commerciale degli stoccaggi e all'attivazione di specifiche disponibilità di gas attraverso soluzioni *market-based*.



Per quanto riguarda lo **stoccaggio**, è evidente che alcuni Paesi come Francia e Italia, dove il sistema di stoccaggio è basato su aste regolamentate che consentono agli operatori di mercato di acquistare capacità di stoccaggio esprimendo prezzi in linea con il loro valore di mercato, sono attualmente in una situazione migliore (di capacità conferita e di riempimento degli stoccaggi) rispetto ad altri Paesi come Germania, Austria e Paesi Bassi dove tali meccanismi non sono in atto.

In un meccanismo virtuoso come quello italiano, già *market-based*, appaiono comunque utili ulteriori modifiche al quadro regolatorio per **consentire la formazione di prezzi negativi nelle aste di stoccaggio gas**, in modo da garantire un ancor maggior riempimento degli stoccaggi a prescindere dalle situazioni contingenti di prezzo di mercato. A ciò si potrebbe aggiungere l'introduzione di **modalità di utilizzo dello stoccaggio maggiormente flessibili**, tra le quali:

- aumento della possibilità di iniettare gas in stoccaggio anche in periodi di prevalente erogazione, e contestuale adeguamento della prestazione di erogazione associata così da consentire comunque la completa erogazione nei mesi invernali successivi,
- integrazione delle attuali modalità di conferimento con nuove finestre temporali di prenotazione della capacità, ad esempio nel periodo invernale,

a tutto vantaggio di una maggior efficienza nell'utilizzo di una risorsa tanto preziosa quale è lo stoccaggio.

Con riferimento alle **disponibilità di flussi di approvvigionamento di gas (sia da importazione, sia da produzione nazionale)**, appare utile sviluppare **nuovi meccanismi per affrontare o prevenire le situazioni di tensione nell'equilibrio domanda/offerta**, che possono determinare picchi di prezzo nel mercato. Ciò può essere fatto agendo su specifiche disponibilità di gas attraverso soluzioni *market-based* opportunamente disegnate, che si affianchino alla funzione svolta dagli stoccaggi, integrandola potenzialmente tanto nel breve termine quanto nel medio-lungo termine a seconda delle specifiche caratteristiche con le quali verrebbe disegnato il meccanismo.



Tali nuovi meccanismi potrebbero basarsi su **opzioni e strumenti di asta atti a incentivare la messa a disposizione del sistema - con sufficiente anticipo ed eventualmente con meccanismi di prezzo predefiniti - di volumi di gas, che potrebbero caratterizzarsi come:**

- volumi aggiuntivi, da attivare *on demand* in situazioni contingenti di criticità; oppure
- volumi strutturali, tali da garantire una adeguata copertura della futura domanda di gas del sistema fornendo al contempo gli adeguati segnali di prezzo per contratti di approvvigionamento o per investimenti di medio-lungo termine, agendo così in modo paragonabile al *capacity market* del settore elettrico.

In concreto, gli operatori di mercato (produttori o midstreamers) potrebbero mettere a disposizione del sistema, sulla base di meccanismi *market-based*, i volumi di gas sottostanti a:

- ulteriori flessibilità di contratti di approvvigionamento o di produzione, per gestire situazioni contingenti di criticità; oppure
- impegni di approvvigionamento di gas per garantire l'adeguatezza del sistema e, al contempo, consentire una riduzione del rischio legato alla sottoscrizione di *commitment* di lungo termine considerata la scarsa prevedibilità della domanda.

Nella sua declinazione più "strutturale", tale meccanismo potrebbe fornire segnali di prezzo di lungo periodo al mercato, utili tanto a mitigare gli effetti della volatilità dei prezzi di breve periodo quanto a garantire l'adeguatezza e sicurezza del sistema, come auspicato dall'Autorità nel Quadro Strategico posto in consultazione¹.

¹ § OBIETTIVI STRATEGICI 2022-2025 E LINEE DI INTERVENTO: AREA ENERGIA - A. Mercati all'ingrosso efficienti, integrati e flessibili: *"Nel percorso di transizione energetica, pare necessario sviluppare una visione che includa la valutazione, anche per il settore del gas naturale, di strumenti di mercato che favoriscano la formazione di segnali di prezzo di lungo periodo e garantiscano la copertura dei consumatori, rispetto a fenomeni di elevata volatilità dei prezzi. Strumenti di copertura, anche parziale, del fabbisogno basati sull'utilizzo di opzioni, quali l'attuale mercato della capacità italiano per il settore elettrico, nonché di strumenti di asta, potrebbero, anche per il settore del gas naturale, limitare l'esposizione ai prezzi spot, mantenendo i segnali di prezzo di breve periodo."*



Evoluzione del settore gas in un'ottica di decarbonizzazione

Il PNRR italiano prevede nei prossimi anni, uno **sviluppo significativo del biometano e dell'idrogeno nel sistema gas nazionale**. In tale contesto l'Autorità nel documento per la consultazione sottolinea la particolare attenzione che sarà posta:

- alla promozione degli sviluppi innovativi nel settore del gas metano, biometano e idrogeno;
- alla predisposizione delle regole che verranno definite a livello europeo per la promozione e regolazione delle infrastrutture.

In generale, i progetti innovativi nel settore del gas metano, biometano e idrogeno, andrebbero incentivati a prescindere dalla sussistenza di interazioni significative con le reti. Non sono a nostro avviso da escludere supporti alle attività di sperimentazione in ambiti che inizialmente potrebbero prevedere solo marginalmente l'integrazione con le reti di trasporto e distribuzione, ma che contribuiscono altrettanto efficacemente alla decarbonizzazione e si prestano poi a *scale-up* tecnologici o applicazioni progettuali che possono prospetticamente richiedere forme di integrazione con le reti di trasporto e distribuzione più estensive e meno residuali. Tra queste rientrano attività sperimentali in ambiti quali *power-to-gas*, *power-to-hydrogen*, *steam reforming* + *Carbon Capture and Storage (CCS)* / *Carbon Capture Utilisation (CCU)*, oppure di economia circolare quali "*waste to gas*" o "*waste to hydrogen*".

In merito alla predisposizione delle future regole, è senza dubbio di fondamentale importanza il rafforzamento dell'attività di *advocacy* e *advising* svolta dall'Autorità nei confronti delle Istituzioni europee su specifiche tematiche, per fornire un contributo che permetta lo sviluppo di un quadro normativo coerente con le specificità del sistema italiano.

Al riguardo, riteniamo necessario che, nella futura regolamentazione tariffaria delle reti, **sia preservato un principio di equità di trattamento tra gli utenti che fruiscono dei servizi infrastrutturali per il gas e quelli che li utilizzano per l'idrogeno, al fine di evitare sussidi incrociati e distorsioni tra i due differenti settori**. A tal fine condividiamo la necessità di definire



meccanismi regolatori in grado di distinguere con chiarezza fra investimenti di manutenzione straordinaria, volti ad estendere la vita utile delle infrastrutture esistenti, e nuovi investimenti per abilitarne l'utilizzo al trasporto e alla distribuzione di idrogeno. Ciò creerebbe le premesse per **non far gravare ingiustificatamente sui consumatori di gas naturale i costi sostenuti per gli investimenti necessari a consentire una iniezione sicura di idrogeno nelle reti del gas esistenti e in quelle di futura realizzazione.**

Evoluzione dei criteri di tariffazione dei servizi infrastrutturali regolati

Nel settore gas, l'Autorità cita l'intenzione di verificare l'opportunità di una revisione dell'articolazione delle tariffe di distribuzione gas (tra quote fisse e quote variabili, nonché dell'attuale articolazione in scaglioni e ambiti tariffari). Si osserva che potrebbero essere utili riflessioni altresì riguardo l'evoluzione delle **tariffe di trasporto del gas, anche in considerazione del nuovo periodo di regolazione tariffaria che inizierà nel 2024. Si auspica che l'evoluzione dei criteri di tariffazione del trasporto prosegua nel solco delle riforme già intraprese a partire dal 2018 e poi nel periodo di regolazione tariffaria attuale 2020-2023, con gli obiettivi di:**

- promuovere un **uso efficiente delle infrastrutture esistenti;**
- perseguire **l'allocazione dei costi in funzione dei soggetti che ne beneficiano;**
- **ridurre il fenomeno del c.d. "pancaking" tariffario**, incidendo sulle tariffe di *entry* al sistema nazionale e, per quanto possibile, monitorando e discutendo le scelte di regolazione delle tariffe di trasporto adottate dai sistemi nazionali che si trovano a monte lungo le direttrici di approvvigionamento del sistema italiano, così da perseguire un sempre maggior **allineamento dei prezzi al PSV con i principali hub europei;**
- garantire maggiore **prevedibilità e stabilità tariffaria**, contenendo la volatilità dei corrispettivi derivante dalle oscillazioni dei conferimenti di capacità.



In tal modo si potrà favorire:

- **maggiore competitività dell’approvvigionamento di gas naturale sul mercato nazionale**, che si tradurrebbe in un minor costo del gas all’ingrosso, a beneficio di tutti i consumatori;
- **pluralità delle rotte di approvvigionamento**, anche nell’ottica della sicurezza di approvvigionamento;



Settore elettrico

Il settore elettrico è oggetto di un cambiamento radicale in ogni singolo elemento della filiera e tale cambiamento è in continua accelerazione. Rispetto ad un anno fa ci troviamo in un contesto contrassegnato:

- da un lato, dalla sempre maggiore enfasi data al raggiungimento degli **obiettivi di decarbonizzazione, integrazione e sviluppo delle FER** condizionato al mantenimento di **necessari livelli di adeguatezza e sicurezza del sistema**;
- dall'altro, dagli impatti della pandemia e dalle conseguenti difficoltà di approvvigionamento delle materie prime, in uno **scenario aleatorio di generalizzato aumento dei prezzi dell'energia elettrica (c.d. "Energy Crunch")**.

Tale contesto genera sia incertezza per gli operatori, che devono investire in nuovi asset, sia preoccupazione per i consumatori finali su cui ricadrà il costo della transizione.

La **definizione di un nuovo disegno di mercato**, che l'Autorità e il Governo stanno portando avanti, rappresenta un **efficace strumento di contrasto** a tali criticità. E' a nostro avviso necessario affiancare all'attuale struttura dei **mercati a pronti**, che garantiscono l'allocazione più efficiente delle risorse disponibili, opportuni **meccanismi di contrattazione a termine** in grado di fornire i **corretti segnali, al fine di assicurare un coordinato sviluppo delle risorse funzionali al raggiungimento degli obiettivi di sicurezza, decarbonizzazione e adeguatezza del sistema**.



I nuovi mercati a termine della capacità e degli stoccaggi

Fondamentale rimane a nostro avviso la previsione di un **capacity market** per **garantire al sistema opportuni margini di adeguatezza**. Si apprezza quindi che l'Autorità e gli altri soggetti istituzionali coinvolti si siano attivati con grande impegno e con successo affinché si potessero tenere entro quest'anno le aste per il capacity market per l'anno 2024.

Nel condividere la scelta di confermare, in continuità, l'impianto della disciplina adottata per gli anni 2022-2023, segnaliamo la necessità, emersa recentemente nell'attuale scenario di "Energy Crunch", di **apportare una modifica al sistema di indicizzazione del prezzo di riferimento, almeno in situazioni di emergenza legata ad estrema volatilità dei mercati**. Si propone di ricondurre il riferimento del valore standard del gas ad un indice prossimo al valore del prezzo spot day ahead, al fine di avere una **maggiore reflectivity dei reali costi che sopporta l'operatore di mercato**.

Per quanto riguarda il **tema della sicurezza** si richiama la necessità di istituire un **mercato a termine per l'approvvigionamento** - tramite aste competitive - delle risorse minime (**accumuli in primis**) necessarie a garantire la sicurezza del sistema. L'articolo 18 relativo allo "sviluppo di capacità di stoccaggio" dello schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva comunitaria sul mercato interno dell'energia elettrica sembra andare in tale direzione. In tal senso, nel definire le regole di funzionamento di tale mercato, particolare attenzione dovrà essere dedicata alla necessità di **garantire un adeguato livello di coordinamento tra questo nuovo meccanismo di contrattazione e tra quelli per l'adeguatezza e per la decarbonizzazione**.

Riforme dei mercati e Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

Con riferimento invece alla **riforma organica del dispacciamento elettrico**, il c.d. "TIDE", da quando è stato pubblicato il primo DCO è cambiato lo scenario di contesto, come abbiamo descritto in premessa. Ci chiediamo innanzitutto come questa situazione possa condizionare la timeline e il disegno complessivo definite nel DCO. Nella prospettiva di completare il percorso



avviato, auspichiamo che venga fornita agli operatori insieme alle singole modifiche, una visione complessiva dell'Autorità sullo sviluppo organico e aggiornato delle riforme.

La riforma della disciplina degli sbilanciamenti

Manifestiamo apprezzamento per la **riforma della disciplina degli sbilanciamenti** che va nella direzione di **uniformare per tutte le risorse la definizione dei prezzi di sbilanciamento** e del periodo di settlement, come previsto dal **Regolamento balancing ((UE) 2195/2017)** e dalla risposta della Commissione Europea all'**Implementation Plan Italiano**. In merito al disegno della riforma ed all'introduzione delle aree dinamiche, concordiamo con l'Autorità sulla necessità di una opportuna consultazione volta a trovare soluzioni efficienti ed efficaci senza introdurre eccessivi livelli di complessità operativa, anche al fine di valutare il ruolo del TSO nel processo complessivo.

Componenti tariffarie aggiuntive RE e REt a carico dei produttori termoelettrici

Al fine di ridurre l'impatto sul consumatore finale, riteniamo necessario intervenire sugli oneri tariffari che distorcono il meccanismo di formazione dei prezzi sul mercato elettrico all'ingrosso, come ad esempio alcune componenti degli oneri di sistema gas. In tal senso, si propone di superare gli attuali ostacoli normativi affinché l'Autorità possa completare il **percorso virtuoso già avviato con la Delibera 96/20**, estendendo alle altre componenti **RE_T** (CET, CB CAR, TLR e ST) il meccanismo oggi limitato alla sola componente Re TEE. **La riforma consente la rimozione di una distorsione nella definizione del prezzo e di merit order delle fonti produttive nel mix di generazione**. Questa importante riforma **contribuirebbe in modo strutturale** alle notevoli azioni che codesta Autorità ha già implementato in via emergenziale per il contrasto al caro energia. Inoltre, gli **effetti positivi** di tale riforma potrebbero essere mantenuti **anche in caso di fiscalizzazione strutturale di parte degli oneri di sistema**, come già anticipato dall'autorità stessa.



Soluzioni efficienti per lo sviluppo delle FER e della mobilità elettrica

Il caro-bollette pone enfasi anche sulla necessità di **contenere il costo dello sviluppo delle infrastrutture energetiche** derivanti dal raggiungimento degli obiettivi di politica energetica e ambientale.

L'attuale quadro regolatorio agevola lo sviluppo delle **ricariche pubbliche in BT** con una struttura tariffaria ad hoc (c.d. **BTVE**). Riteniamo necessario aprire una riflessione sulla **modalità più efficiente per lo sviluppo della mobilità elettrica**, anche con riferimento alle ricadute in termini di maggiori costi per il sistema elettrico (nuove connessioni, sviluppo reti in BT), considerando **una modalità alternativa di ricarica pubblica basata su ricariche fast ultra-fast in MT e privilegiando le connessioni già esistenti**.

Condividiamo l'attenzione all'impatto che lo **sviluppo della generazione FER** (onshore ed offshore) e della **Demand Side Response** possono comportare sia in termini di costi che di interventi di potenziamento delle infrastrutture. È necessario, quindi, adottare soluzioni regolatorie innovative che garantiscano uno sviluppo efficiente delle infrastrutture in modo da contenere i costi per il sistema elettrico e garantire al contempo lo sviluppo organico delle diverse tecnologie.

In fine, in un'ottica di una sempre più spinta integrazione fra settori, riportiamo qualche considerazione sui vettori diversi dall'energia elettrica.

Cogenerazione ad alto rendimento

Il **Piano Strategico** prevede lo sviluppo del **telecalore** ad elevata qualità, efficienza energetica e sostenibilità ambientale, integrate con altri sistemi energetici. In quest'ottica la **cogenerazione ad alto rendimento (CHP)** svolge un **ruolo determinante come tecnologia per produrre calore efficiente a basse emissioni nell'ambito del processo di transizione energetica**,



soprattutto in contesti *hard to abate* come quello della produzione di calore ad alte temperature. Tuttavia, la produzione combinata di calore ed energia elettrica si concilia sempre meno con la maggior flessibilità richiesta dal mercato elettrico e con i segnali di prezzo associati. Si pone quindi un **problema di coerenza complessiva del disegno di mercato** al fine di **non penalizzare una soluzione tecnologica che può offrire un contributo importante, immediato ed efficiente nel processo di transizione energetica.**

Idrogeno

Con riferimento all'**Idrogeno**, l'Autorità ha intenzione di sviluppare nell'arco del quadriennio un **sistema di specifiche Garanzie di Origine**. Con riferimento a ciò, i principi con cui verranno riconosciute le future Garanzie di Origine dovranno: i) essere **coordinati** con i criteri che sono in fase di definizione **a livello europeo**, onde facilitare il commercio fra gli Stati Membri delle stesse garanzie; ii) **non penalizzare le tecnologie low carbon che possono contribuire alla decarbonizzazione della produzione di idrogeno.**