



Audizione con il collegio ARERA

CRISI ENERGIA: prospettive e proposte settoriali

28 novembre 2022

- ❑ Contesto attuale e auspicata evoluzione
- ❑ Integrazione delle rinnovabili e decarbonizzazione: integrazione delle RES e sviluppo del vettore idrogeno
- ❑ Obiettivi di decarbonizzazione: ruolo delle biomasse – *Occorre ridurre l'incertezza per valorizzare il ruolo di questa fonte rinnovabile e programmabile*
- ❑ Evoluzione del disegno di mercato: mercato della capacità – *Quale evoluzione futura del mercato della capacità prevede ARERA?*
- ❑ Evoluzione del disegno di mercato: aste per accumuli – *Quando si prevede possano essere organizzate le prime aste per gli stoccaggi elettrochimici?*
- ❑ Focus Sardegna: metanizzazione, *coal phase-out* – La realizzazione degli investimenti di generazione elettrica alternativi ha bisogno di chiarezza normativa e pianificazione delle infrastrutture

Contesto attuale e auspicata evoluzione

- ❑ La crisi energetica causata dall'invasione russa dell'Ucraina, con le conseguenti misure imposte dall'UE sulle importazioni di combustibili fossili russi, ha reso ancora più complessa la soluzione del trilemma della transizione energetica: raggiungere gli **obiettivi di decarbonizzazione**, garantendo al contempo la **sicurezza energetica** e la **sostenibilità economica** degli approvvigionamenti di energia per le famiglie e le imprese.
- ❑ Di seguito alcuni spunti necessariamente di alto livello, data la complessità del tema:
 - **Decarbonizzazione:**
 - Occorre **favorire lo sviluppo delle RES** e la loro **piena integrazione** nel sistema elettrico, sia come opportunità di offerta di servizi in MSD sia come responsabilità sul profilo di produzione e sul rischio di overgeneration
 - E' necessario **limitare** (e contemporaneamente **valorizzare**) l'**overgeneration**, creando una **domanda di capacità di accumulo** da parte delle RES non programmabili e **una domanda di energia aggiuntiva da parte degli elettrolizzatori** per la produzione di idrogeno, nelle ore di eccesso di produzione delle RES, in modo **integrato e sinergico**
 - **Sicurezza:**
 - Valorizzare la **diversificazione delle fonti energetiche** e la **flessibilità della capacità a gas ad alta efficienza e ridotte emissioni**, che dovrà continuare a svolgere un **ruolo di back-up** in **stretto coordinamento** con lo **sviluppo delle RES**
 - La **contrattualizzazione a termine di capacità di generazione** sufficiente a garantire l'**adeguatezza** e la **sicurezza** del sistema elettrico sarà **sempre più fondamentale**, all'aumentare della penetrazione delle RES non programmabili e del *missing money* per gli impianti tradizionali: centrale in tale senso sarà la **conferma del mercato della capacità** (o una sua **evoluzione**)
 - **Sostenibilità economica:**
 - Affrontare il trilemma della decarbonizzazione con un **approccio multi-settoriale equilibrato** (ad esempio, per arrivare a un giusto mix di RES, termoelettrico, sviluppo rete e idrogeno; affrontare in modo sinergico i percorsi di decarbonizzazione del settore elettrico e di altri settori economici) e in **ottica di least regret**, per valutare le conseguenze di scenari imprevisti ed evitare situazioni non sostenibili economicamente

Integrazione delle rinnovabili e decarbonizzazione: integrazione delle RES e sviluppo del vettore idrogeno

□ Integrazione delle RES nel sistema elettrico: il ruolo della rete, degli accumuli e dell'idrogeno green per valorizzare l'overgeneration (quando ci sarà):

- Secondo lo scenario Fit for 55 pubblicato da Terna/Snam a luglio 2022, la produzione solare ed eolica deve passare dai 46 TWh del 2021 ai 169 TWh del 2030 (+123 TWh), equivalenti a una quota di RES sulla domanda netta pari al 65%
- Questo livello di produzione rinnovabile non programmabile comporta, al 2030, un'overgeneration di 5 TWh, cui si potrebbero aggiungere altri 9 TWh destinati alla domanda aggiuntiva di energia per la produzione di idrogeno verde: in assenza di questa domanda aggiuntiva, l'overgeneration aumenterebbe fino a 14 TWh (l'11% della produzione incrementale).
- Altri 30 TWh sono destinati ad essere accumulati da batterie o pompaggi idroelettrici di nuova costruzione: in assenza di questi accumuli, l'ammontare dell'overgeneration aumenterebbe a livelli probabilmente non sostenibili.
- In aggiunta ai punti precedenti, come ulteriore tassello per limitare l'overgeneration, occorreranno altri importanti interventi di sviluppo di nuova capacità di interconnessione, come già evidenziato nello scenario Terna/Snam (ad esempio, l'incremento di 1 GW del SAPEI, rafforzamento delle interconnessioni dal sud e dalle isole verso nord)
- Per **valorizzare al massimo l'energia rinnovabile**, in modo **sostenibile economicamente**, occorre un **coordinamento nello sviluppo delle FER**, del **rafforzamento delle infrastrutture di rete**, degli **accumuli** e degli **elettrolizzatori**: anche il vettore idrogeno, in modo analogo agli accumuli e al rafforzamento delle infrastrutture di rete, dovrà svolgere un ruolo primario per limitare l'overgeneration
- Ci sembra **opportuno**, quindi, definire al più presto un **quadro regolatorio chiaro e coordinato per la produzione di idrogeno verde**, valorizzando anche il ruolo sinergico dell'idrogeno nella gestione dell'overgeneration delle FER, con un'ottica di medio/lungo termine
- **Guidare una pianificazione energetica equilibrata** è compito **complesso**, ma **necessario**, per **ottimizzare l'uso delle risorse** e realizzare il triplice obiettivo di **decarbonizzazione, sicurezza e sostenibilità economica**

Obiettivi di decarbonizzazione: ruolo delle biomasse – Occorre ridurre l'incertezza per valorizzare il ruolo di questa fonte rinnovabile e programmabile

❑ Cap sulle rinnovabili e biomasse solide

- Il Regolamento europeo 2022/1854 prevede un tetto ai ricavi pari a 180 €/MWh da applicare indistintamente a tutte le fonti rinnovabili (solare, eolico, idroelettrico senza serbatoio, geotermico, biomassa solida, rifiuti, ecc.)
- Il **tetto ai ricavi di 180 €/MWh non risulta coerente con i costi attuali di esercizio della biomassa solida**, in particolare con il costo della materia prima, che negli ultimi mesi ha subito un forte incremento: **con questo tetto, la produzione a biomasse non è sostenibile e gli impianti non potrebbero continuare a produrre**
- Si richiede pertanto un **approfondimento** su questo tema, per promuovere l'**esclusione delle biomasse** dal meccanismo di *revenue cap* o la **definizione di un tetto più coerente con i reali costi di investimento e di esercizio** di questa tipologia di impianti (un *revenue cap* dell'ordine di **circa 250 €/MWh** risulta più coerente con la struttura reale dei costi, in coerenza con i livelli storici di remunerazione)

❑ Biomasse post fine incentivi (prime scadenze da fine 2024 in poi)

- Criteri e condizioni prevedibili per il periodo post incentivazione: applicazione del D. Lgs. 28.3.2011 n° 28 (Linee guida MITE, prezzi minimi ARERA,)

Evoluzione del disegno di mercato: mercato della capacità – Quale evoluzione futura del mercato della capacità prevede ARERA?

□ Mercato della capacità

- **Asta madre del mercato della capacità con consegna 2025: Prevista? Quando?**
 - Raggiunto **obiettivo minimo di adeguatezza** (punto «B» della curva di domanda del mercato della capacità), ma non ancora l'obiettivo «ottimale» (corrispondente al punto «C» della domanda, con LOLE pari a 3 ore)
 - **Incertezza sulla effettiva realizzazione della nuova capacità aggiudicata nelle aste madri 2022, 2023 e 2024**, in particolare sull'esito dei procedimenti autorizzativi per la CDP «non autorizzata» e sulla realizzazione degli impianti, nei tempi previsti dalla disciplina
- **Chiarimento sulla disciplina del mercato della capacità: nuove unità di generazione e back-up da parte delle unità esistenti**
 - La **disciplina attuale sembrerebbe non consentire la qualifica delle unità di generazione esistenti**, in assenza di aste madri per un determinato anno di consegna, rendendo di fatto **impossibile utilizzare unità di generazione esistenti in funzione di back-up delle unità nuove**, con **pregiudizio di importanti assunzioni alla base della decisione di investimento**
 - Questo implicherebbe infatti che, anche mantenendo in perfetta efficienza il parco impianti disponibile, si **rischierebbe la risoluzione dell'intero contratto quindicennale su capacità nuova, anche in occasioni di avarie di breve durata**
- **Evoluzione futura del mercato della capacità?**
 - Possibile evoluzione del mercato della capacità nell'ambito della definizione del quadro regolatorio per il *mothballing* e la chiusura delle Unità di Produzione esistenti (art. 20 D. Lgs. 210/2021)

Evoluzione del disegno di mercato: aste per accumuli – Quando si prevede possano essere organizzate le prime aste per gli stoccaggi elettrochimici?

❑ Asta dedicata agli accumuli

- La consultazione sui criteri e sulle condizioni per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico rappresenta un primo fondamentale passo nel percorso di integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico italiano, per valorizzare al meglio le risorse rinnovabili e limitare l'overgeneration
- Rimandando ai commenti inviati nell'ambito della consultazione, si richiamano di seguito alcuni principi che riteniamo particolarmente rilevanti:
 - **Tempistiche congrue** per la **pubblicazione delle regole**, per la **pianificazione dei fabbisogni** e **per le aste**, per consentire agli operatori di conoscere la disciplina e i parametri tecnico-economici di remunerazione con adeguato anticipo rispetto alle aste, per definire le configurazioni impiantistiche più adeguate e avviare per tempo i procedimenti autorizzativi
 - **Limitare gli effetti distorsivi della disciplina degli accumuli sui segnali di prezzo dell'MSD** (in modo analogo a quanto discusso e definitivo a livello nazionale ed europeo per il mercato della capacità).
 - Gli aspetti più critici, in questo senso, risultano essere:
 - ❑ la **previsione che la capacità di stoccaggio non abbia facoltà di offrire liberamente sui mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento**: questo aspetto potrebbe distorcere in modo significativo la selezione delle risorse più efficienti
 - ❑ la **previsione che Terna possa realizzare e gestire direttamente la capacità di stoccaggio**: riteniamo opportuno che, in caso di fallimento del mercato, si **valutino i motivi** e si **prevedano gli opportuni correttivi**, prima di ricorrere all'**extrema ratio** della realizzazione diretta da parte di Terna

Focus Sardegna: metanizzazione, *coal phase-out* – La realizzazione degli investimenti di generazione elettrica alternativi ha bisogno di chiarezza normativa e pianificazione delle infrastrutture

□ Phase-out impianti a carbone in Sardegna

- Nel «Resoconto degli esiti - Asta Madre 2024» di Terna si afferma che con la contrattualizzazione di 528 MW (CDP) di accumuli in Sardegna, «...è stata quindi assegnata la capacità necessaria alla gestione in sicurezza dell'isola nell'ipotesi, di phase-out degli impianti termici presenti sull'isola e completa entrata in esercizio del *Tyrrhenian Link*». Ne consegue che le unità di generazione essenziali in Sardegna (Fiume Santo, Sulcis e Sarlux) potranno essere progressivamente spente, con la **realizzazione del nuovo cavo *Tyrrhenian Link*, fra il 2025 e il 2028**
- L'impianto a carbone di Fiume Santo è in regime di essenzialità fino alla fine del 2024
- E' possibile ipotizzare il prolungamento dell'attuale regime di essenzialità oltre il 2024? Si ritiene necessario definire criteri e modalità di tale eventuale prolungamento, con ragionevole anticipo, per la corretta pianificazione degli interventi e degli investimenti

□ Futuro dell'impianto di Fiume Santo

- Il **quadro strategico, industriale e normativo** del processo di **decarbonizzazione** della **Sardegna** rimane **poco chiaro**
- Secondo questo percorso, i principali impianti programmabili dell'isola, oggi essenziali ai fini della sicurezza, dovrebbero essere spenti e sostituiti da risorse rinnovabili non programmabili (solare fotovoltaico, eolico on-shore ed eolico off-shore), accumuli e il nuovo cavo *Tyrrhenian Link*
- Ad oggi manca una valutazione approfondita e indipendente delle condizioni di sicurezza connesse al percorso di decarbonizzazione in Sardegna, in ogni possibile assetto di mercato e di scenario di produzione rinnovabile non programmabile, anche in condizioni di rete non integra: riteniamo che tale studio, da pubblicare e sottoporre a consultazione pubblica, sia essenziale per poter chiarire gli aspetti di contesto e di programmazione della politica industriale, che valuti tutti gli aspetti, i pro e i contro di tutte le scelte, prevedendo una solida e accurata programmazione degli interventi, fin dal principio