

Studio RSE: Approvvigionamento energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040) ai sensi della Del.

335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019

Documento di Consultazione ARERA e RSE

Osservazioni di Elettricità Futura

21 settembre 2020

Osservazioni generali

In linea generale riteniamo che, seppure sia molto approfondito nell'esame degli scenari di sviluppo delle infrastrutture gas in Sardegna, il perimetro d'analisi dello studio non sia stato sufficientemente ampio, in quanto non ha tenuto sufficientemente in considerazione dell'apporto dato dal vettore elettrico. Lo studio andrebbe quindi rafforzato in modo da accompagnare alle 5 configurazioni anche quello che si ritiene sarebbe il bilancio elettrico della Sardegna all'anno target, dando maggiore peso a elementi quali le importazioni/esportazioni di energia elettrica, gli accumuli, la capacità termoelettrica e lo sviluppo delle FER.

Nonostante il Tyrrhenian Link sia comunque tenuto in considerazione nell'elaborazione delle "doppie possibilità", nello studio i benefici derivanti vettore elettrico nelle sue diverse sfaccettature e tecnologie avrebbero dovuto avere maggiore rilievo. Ciò perché, come peraltro evidenziato nelle conclusioni dello studio, la strada più coerente da percorrere sul medio-lungo periodo per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione è quella della maggiore elettrificazione e dello sviluppo delle FER e delle nuove tecnologie (es. accumuli). Essendo i vettori gas ed elettrico strettamente interconnessi tra loro, lo studio dovrebbe essere corredato anche da un'analisi degli scenari di funzionamento delle infrastrutture di rete sia in condizioni "standard", ossia in assenza di avarie o stress particolari sulla rete, che in un "*worst case scenario*", per verificare e valutare le capacità e l'adeguatezza effettive della rete di fronteggiare le situazioni di maggiore criticità.

Le considerazioni riguardo adeguatezza, sicurezza, grado di utilizzazione degli impianti, livelli di efficienza degli impianti, consumo gas, condizioni di stress del sistema, ridondanza minima necessaria, etc. risultano essenziali per poter tener conto in modo efficace delle interdipendenze esistenti tra i vari settori: ad esempio, il funzionamento atteso degli impianti termoelettrici, sia in condizioni normali che in condizioni di stress del sistema (per avaria delle interconnessioni, di porzioni di rete di trasmissione, di altri impianti di generazione e delle infrastrutture di approvvigionamento gas, per picchi di domanda o assenza di produzione rinnovabile) rappresenta un input fondamentale per il corretto dimensionamento delle infrastrutture gas.

Evidenziamo infine che, sebbene faccia riferimento agli obiettivi fissati dal PNIEC, lo studio ha come target temporale l'anno 2040. Su questo fronte, si segnala la necessità rivedere lo studio ampliando l'orizzonte di analisi al 2050 in coerenza con le vite utili delle infrastrutture oggetto di valutazione e dei più aggiornati documenti pubblici di pianificazione nazionale ed europeo. L'entità degli investimenti in gioco e l'effetto che le

scelte odierne produrranno nel lungo periodo richiedono una valutazione quanto più possibile lungimirante che sia in grado di identificare le soluzioni di lungo periodo su cui indirizzare gli investimenti, minimizzando il rischio di soluzioni “transitorie” che rallenterebbero il processo di riconversione energetica dell’isola con costi non recuperabili a carico della collettività.

Per questa ragione, come sopra riportato, occorre inoltre investigare a pieno il potenziale di configurazioni basate sul ricorso al vettore elettrico che rappresenta, specialmente nel contesto oggetto dello studio, la soluzione più coerente di medio-lungo termine.

Osservazioni di dettaglio

Costi delle tecnologie finali di utilizzo dell’energia elettrica

Con riferimento ai veicoli elettrici, la stima di 10.000€ dell’extra-costi per l’acquisto di un veicolo elettrico sia eccessiva, anche considerandolo come valore medio tra oggi e il 2040. È infatti prevista una convergenza di prezzo tra veicoli “tradizionali” ed elettrici già nei prossimi anni.

Riteniamo inoltre che il potenziale e gli effetti della diffusione dei veicoli elettrici per la mobilità pubblica (sia su ruota che su rotaia) sia un aspetto molto rilevante per lo sviluppo energetico dell’isola, meritevole di maggiori approfondimenti. Si evidenzia che la Sardegna ha uno dei parchi autobus più recenti e che l’azienda del TPL di Cagliari ha già iniziato l’elettrificazione della flotta del capoluogo. L’elettrificazione della flotta autobus potrebbe comportare consistenti risparmi in termini di minori esternalità ambientali (riduzione emissioni CO₂, NO_x, PM₁₀ e Rumore). Si ricorda inoltre che la rete ferroviaria sarda ha un livello di elettrificazione ampiamente inferiore alla media nazionale, con ampio potenziale di sostituzione di combustibili di origini fossile.

Per quanto concerne il potenziale di elettrificazione dell’industria, esso andrebbe ulteriormente indagato esplorando in alternativa al metano il ruolo dell’idrogeno verde che potrà essere sempre più disponibile nell’isola grazie allo sviluppo atteso delle fonti rinnovabili e all’ottimizzazione della filiera logistica (alcune delle aree con la più alta presenza impianti di generazione FER come il sud-ovest sono prossime agli insediamenti industriali che potrebbero utilizzare l’idrogeno come input di processo o come fonte di copertura del fabbisogno termico).

Ottimizzazione del parco di generazione elettrico

Lo studio si limita a ipotizzare una data struttura del parco di generazione programmabile (incentrato su 4 OCGT per una potenza di 500 MWe) ma non approfondisce il ruolo degli accumuli come soluzione potenzialmente alternativa ai fabbisogni di adeguatezza e sicurezza di sistema (ciò vale sia rispetto agli accumuli elettrochimici associati al PV e assunti nello studio in coerenza con il PNIEC, né tantomeno al potenziale di sviluppo di nuovi accumuli idroelettrici ed elettrochimici).

Questi aspetti, unitamente ad una valutazione delle infrastrutture di trasmissione ipotizzate (in primis il Tyrrhenian Link) dovrebbero essere approfonditi in modo da addivenire ad una configurazione ELETTRICO

pienamente ottimizzata da comparare alle alternative incentrate sulla metanizzazione. In particolare, in relazione alle varie ipotesi di sviluppo di capacità di generazione riportate, andrebbe effettuata un'analisi di sensitivity sui differenti scenari di generazione, in termini di *load factor*, in caso di indisponibilità di elementi di rete o di impianti di generazione, e degli effetti conseguenti sul consumo di gas naturale e sul dimensionamento minimo delle infrastrutture di approvvigionamento, stoccaggio e rigassificazione del GNL e di trasporto del gas naturale.

Conclusioni fondamentali sullo studio

Alla luce delle suddette considerazioni, riteniamo che lo studio debba essere rivisto, con un orizzonte almeno al 2050 e valutando tutte le soluzioni in un'ottica di ottimizzazione globale, considerando in maniera adeguata anche le alternative basate su un passaggio diretto all'elettrificazione. In questo modo, le indicazioni dello studio potranno rappresentare uno riferimento utile per supportare le scelte di politica energetica che il Paese dovrà affrontare nei prossimi anni, anche al fine di raggiungere gli obiettivi prefissati dal PNIEC

Con questo approccio, riteniamo che la soluzione basata su una maggiore elettrificazione possa emergere come la più conveniente e sostenibile, come peraltro affermato da RSE nelle proprie conclusioni.