

Roma, 21 settembre 2020

Osservazioni di EP Produzione S.p.A. al Documento per la Consultazione dell'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente sul Rapporto RSE - *Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040)*

Lo studio condotto da RSE, ai sensi della Delibera dell'Autorità n. 335/2019/R/gas, affronta in maniera dettagliata la delicata questione dello sviluppo infrastrutturale della regione Sardegna per il suo futuro assetto energetico. Tuttavia, riteniamo non fornisca tutti gli elementi necessari per una valutazione completa delle infrastrutture da sviluppare per la transizione energetica in condizioni di sicurezza e adeguatezza del sistema energetico sardo.

EP Produzione, operatore privato presente in Sardegna con la centrale a carbone di Fiume Santo, disponibile a investire per la transizione energetica dell'isola, non dispone ancora, anche considerando le risultanze dello studio, di un quadro programmatico complessivo sufficientemente chiaro (in termini di infrastrutture che saranno disponibili e con quali tempistiche) per poter assumere decisioni di investimento nella generazione elettrica.

Riteniamo infatti che il rapporto debba essere integrato con approfondimenti ulteriori riguardo il settore elettrico, e che queste valutazioni avranno necessariamente effetto, e debbano quindi essere considerate, anche sulle valutazioni relative allo sviluppo delle infrastrutture gas.

Ad esempio, riteniamo importante che nelle varie configurazioni analizzate sia delineato il bilancio elettrico della regione Sardegna, nell'orizzonte temporale considerato, in modo da chiarire il fabbisogno dell'isola (eventualmente dettagliando maggiormente lo scenario di sviluppo del vettore elettrico), i flussi di energia in import e in export, il ruolo e il regime di funzionamento dei sistemi di accumulo (idroelettrici e/o elettrochimici), per poter comprendere con maggior chiarezza l'equilibrio energetico atteso.

Inoltre, crediamo sia necessario completare le valutazioni relative al settore power con un opportuno studio delle condizioni in grado di garantire l'adeguatezza e l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo. 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.

A tal fine, sembrerebbe opportuno considerare sia uno scenario di funzionamento "normale" (ovvero in assenza di avarie, indisponibilità di elementi di rete, condizioni critiche, etc.), ma anche uno scenario "worst" per testare la capacità del sistema di far fronte a criticità particolari. È importante infatti identificare la configurazione in grado di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico in ogni condizione del sistema elettrico regionale, su un orizzonte che copra dal medio al lungo termine.

Per quanto riguarda specificatamente la generazione elettrica, le ipotesi di RSE prevedono un range molto ampio di capacità termoelettrica necessaria alla transizione dal carbone, da 500 MW a 1.550 MW (anche nella configurazione "ISOLA", indicata come quella migliore nell'analisi costi benefici, il range rimane ampio, da 500 a 1350 MW), ovvero:

- circa 500 MW di nuovi OCGT con un consumo annuale di gas naturale stimato in 130 milioni di m³/anno;
- nell'opzione 2, che include la ripartenza della filiera dell'alluminio, 250 MW di una nuova centrale CHP, per un consumo annuale di gas di circa 500 milioni di m³/anno;
- 600 MW di OCGT alternativi al *Tyrrhenian Link*, nel caso in cui il collegamento tri-terminale non sia realizzato, per garantire le stesse prestazioni riguardo la fornitura dei servizi di riserva, per un consumo di gas annuale di 100 milioni di m³/anno;
- nella configurazione "ELETTRICO" risultano necessari ulteriori 200 MW di capacità termoelettrica per far fronte a una maggiore elettrificazione dei consumi (sarebbe opportuno

chiarire anche in questo caso le condizioni ipotizzate per assicurare l'esercizio di tale ulteriore capacità di generazione a gas, in termini di consumo gas stimato e delle modalità con le quali si intende garantire l'approvvigionamento).

In relazione a queste ipotesi di sviluppo di capacità di generazione, si ribadisce la necessità di corredare lo studio con 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 LNG e di trasporto del gas naturale.

Al fini della sicurezza dell'approvvigionamento gas, si suggeriscono i seguenti approfondimenti, dal nostro punto di vista imprescindibili, per una corretta definizione del quadro infrastrutturale necessario al phase-out del carbone:

- valutare il *running regime* atteso da parte degli OCGT in situazioni di criticità del sistema (e il relativo consumo gas): nel caso questi siano chiamati a un regime di funzionamento *baseload*, anche solo in situazioni particolari (sarebbe da chiarire, comunque, se queste situazioni possano durare giorni, settimane o mesi, e la relativa frequenza, ad esempio nel caso di avarie o manutenzioni delle interconnessioni con il continente o di altri elementi di rete, o in altre situazioni di criticità) si starebbe configurando uno scenario ben poco sostenibile da un punto di vista ambientale (gli OCGT hanno tipicamente un'efficienza energetica molto più bassa di un comune CCGT, e non sono pensati per svolgere un servizio di tipo *baseload*);
- valutare il corretto dimensionamento delle infrastrutture gas (capacità di importazione e stoccaggio di LNG e di capacità di trasporto e fornitura di gas naturale alle centrali termoelettriche) per far fronte al consumo di gas naturale degli impianti di generazione (anche, e soprattutto, in condizioni di stress del sistema), considerando un adeguato margine di riserva e di sicurezza strategica, per garantire effettivamente l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico sardo, in ogni condizione attesa;
- si evidenziano, inoltre, altre due criticità, relative al rischio prezzo e al rischio volume nell'approvvigionamento di gas naturale agli impianti termoelettrici:

- il costo del gas naturale in Sardegna deve essere allineato al resto del continente (sia per la componente materia prima sia per la componente trasporto): condizioni di fornitura di gas naturale differenziati fra Sardegna e resto d'Italia sarebbero poco sostenibili dal punto di vista della concorrenza (il prezzo dell'energia elettrica è già oggi sostanzialmente allineato al resto d'Italia, un costo del gas più alto nell'isola spingerebbe necessariamente gli impianti localizzati in Sardegna ad operare fuori mercato e in condizioni di svantaggio competitivo strutturale rispetto ai concorrenti localizzati nel continente); lo sviluppo della regolazione dovrebbe tener conto opportunamente di questa caratteristica strutturale e compensarla, con opportuni meccanismi, a livello nazionale, al fine di garantire le stesse condizioni di accesso alla fornitura di gas;
- garantire la sicurezza dei volumi gas (rischio volume): le infrastrutture gas dovrebbero garantire opportunamente la fornitura continua e sicura di gas alle centrali elettriche, in modo da evitare la sospensione della generazione elettrica per mancanza di materia prima; le infrastrutture gas dovrebbero essere dimensionate e alimentate in modo tale da garantire (o ridurre ragionevolmente al minimo) il rischio volume, e gli operatori termoelettrici dovrebbero essere garantiti di non incorrere in sanzioni o penali in caso di indisponibilità di gas dalla rete di approvvigionamento gas in Sardegna.

Nello studio si evidenziano anche incongruenze fra le valutazioni di RSE e le analisi effettuate da Terna nel Piano di Sviluppo 2018 in merito al dispacciamento degli impianti termoelettrici (con riferimento, ad esempio, alle note a pagina 90 del rapporto): suggeriamo, nel dubbio, l'adozione di un approccio conservativo (i.e. con opportuni margini di sicurezza), al fine di evitare potenziali criticità legate alla modellizzazione "teorica" di un sistema energetico in Sardegna completamente nuovo dal punto di vista infrastrutturale, rispetto alla situazione attuale, e apparentemente esposto a criticità, nel medio e nel lungo termine (con particolare riguardo ai temi della necessità di dispacciamento e del contributo all'adeguatezza degli impianti termoelettrici nell'isola, rispetto alle alternative infrastrutturali proposte).

In relazione al Tyrrhenian Link, dallo studio RSE emerge che:

- 1) il collegamento HVDC da 1.000 MW è sostanzialmente equivalente a 600 MW di capacità programmabile, in termini di contributo alla sicurezza e all'adeguatezza dell'isola;
- 2) il cavo avrebbe in ogni caso un regime di import/export piuttosto limitato, ovvero assolverebbe a funzioni legate più alla sicurezza di esercizio che alla copertura della domanda.

Se queste indicazioni sono confermate, appare utile un confronto fra il costo di realizzazione di ulteriori 600 MW a gas in Sardegna e il costo del *Tyrrhenian Link*. Assumendo un premio di 75.000 €/MW/anno per la realizzazione della nuova capacità, contrattualizzata per 15 anni, in esito a una eventuale asta del Mercato della Capacità, il costo di realizzazione complessivo per il sistema sarebbe pari a 675 milioni di €. Il costo di realizzazione del *Tyrrhenian Link* è stimato in 3.700 milioni di € per il solo capex: il costo per il sistema assume, infatti, un importo considerevolmente più elevato, dovendosi tener necessariamente in conto degli opex e degli oneri tariffari complessivi legati alla remunerazione del capitale investito¹. Data la proporzione, è ragionevole ipotizzare la convenienza della realizzazione di 600 MW di capacità di generazione nell'isola, per le esigenze di sicurezza e adeguatezza, rispetto alla quota di costo del cavo tri-terminale ascrivibile alla gestione in sicurezza della Sardegna. Andrebbe chiarito, in ogni caso, il criterio di ripartizione del costo del *Tyrrhenian Link* fra le aree interessate (Sardegna, Sicilia, resto d'Italia).

Considerando la realizzazione di una maggiore capacità di generazione a gas in Sardegna, sarebbe utile ipotizzare nello studio anche la conversione dei siti esistenti in moderni impianti CCGT, caratterizzati da una maggiore efficienza e flessibilità rispetto a un impianto a ciclo aperto, con vantaggi significativi da un punto di vista ambientale.

Infine, nell'ambito delle valutazioni di politica industriale, suggeriamo di includere gli aspetti legati agli impatti sociali, soprattutto in termini di ricadute occupazionali derivanti dalla conversione degli attuali siti industriali di generazione elettrica in impianti alimentati a gas.

¹ I costi per le infrastrutture gas e power considerati dallo studio sono i costi per i TSO, Terna e Snam, non i costi per il sistema energetico. Il costo delle infrastrutture di rete per gli utenti finali non include soltanto capex e opex, ma anche la remunerazione sul capitale investito (pari al 5,6% per la trasmissione di energia elettrica e 5,7% per il trasporto gas): un'opera da 3,7 miliardi di euro può arrivare a costarne anche il doppio sulla bolletta elettrica (considerando 40 anni di vita tecnica).

In tal senso, al fine di vagliare tutte le opzioni percorribili per l'adeguamento energetico della regione Sardegna, proponiamo di considerare nello studio anche l'ipotesi di conversione in impianti a biomasse delle unità di generazione a carbone attualmente presenti sull'isola, in particolare dell'impianto di Fiume Santo. L'ipotesi di conversione a biomasse di una unità di Fiume Santo appare più plausibile alla luce delle risultanze dello studio RSE e da quanto potrebbe risultare dagli approfondimenti necessari richiamati sopra. Se in Sardegna, per procedere al *phase out* del carbone, servisse più capacità di generazione di quanto prospettato nelle valutazioni precedenti (semplificando, circa +400 MW rispetto ai 750 MW già indicati da RSE nella configurazione ISOLA con *Tyrrhenian Link* o ai 1350 MW senza *Tyrrhenian Link*) con in più esigenze di copertura anche parziale della domanda *baseload*, allora potrebbero essere preferibili impianti CCGT rispetto agli OCGT. In questo caso, una alternativa alle performance di un impianto CCGT potrebbe anche essere una soluzione mista biomasse e OCGT. Tale soluzione, in relazione alle biomasse, consentirebbe di diversificare le fonti di approvvigionamento di energia in Sardegna, apportando un contributo essenziale alla sicurezza energetica dell'isola, per evitare che questa sia legata esclusivamente alla capacità del sistema di approvvigionare LNG con continuità e regolarità. Inoltre, si avrebbero ulteriori vantaggi legati all'utilizzo delle infrastrutture esistenti (ad esempio il porto presso il sito di Fiume Santo), al mantenimento di livelli di occupazione significativi (se confrontati con un impianto OCGT, ma anche con un CCGT), alla realizzazione di un impianto programmabile alimentato da fonti rinnovabili e allo sviluppo di una filiera sarda della biomassa.