

**Osservazioni di EP Produzione S.p.A.
sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2021,
sulle ipotesi di scenario energetico adottate, e sul documento di coordinamento dei Piani**

Soggetto/Ente o persona fisica	<i>EP Produzione S.p.A.</i>
---------------------------------------	-----------------------------

Spunto		Riferimento
---------------	--	--------------------

S2.	Commenti riguardanti la definizione degli scenari energetici di riferimento, la disponibilità e la trasparenza delle informazioni di <i>input</i> e di <i>output</i> e le metodologie utilizzate per la loro elaborazione, nonché la loro correlazione con le ipotesi usate a livello europeo (es. scenari per TYNDP) e a livello nazionale (es. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, PNIEC) nel settore energetico.	Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Criteri applicativi ACB (versione 1.1) Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto Documento di descrizione degli scenari 2020 (settembre 2020) Scenario <i>National Trend</i> Italia (gennaio 2021)
------------	--	--

Come indicato nella risposta allo Spunto S7 relativamente al piano di metanizzazione della Sardegna (al quale si rimanda per i dettagli), si nota che il consumo gas preso in considerazione nella definizione dei piani di metanizzazione della Sardegna è quello previsto nello studio RSE "Approvvigionamento Energetico della Regione Sardegna (Anni 2020-2040)" (pagina 7 e seguenti del Piano di Sviluppo di Enura).

Tale assunzione solleva qualche dubbio, sia dal punto di vista formale che metodologico:

- RSE ipotizza che il consumo di gas naturale attribuibile ai 500 MW di nuovi OCGT previsti sia pari a circa 130 milioni di metri cubi/anno (equivalenti a circa 1.000 ore equivalenti di funzionamento all'anno)
- Tale valutazione deriva dall'ipotesi che i servizi di dispacciamento siano sostanzialmente forniti da FRNP, sistemi di accumulo elettrochimico e generazione distribuita e che l'installazione dei compensatori sincroni risolva gran parte delle necessità per la regolazione della tensione, introducendo con queste ipotesi differenze rispetto alle analisi effettuate da Terna (come indicato a pagina 90 dello studio RSE).
- Per quanto riguarda i servizi di dispacciamento, lo studio di RSE sembra non aver approfondito le valutazioni sulla sicurezza e sull'adeguatezza del sistema elettrico sardo, in ogni futuro assetto rilevante di funzionamento atteso, basando le valutazioni su ipotesi che, allo stato attuale, appaiono poco realistiche, sia in termini di volumi che di concreta fattibilità (si tratta di risorse che, allo stato attuale, partecipano ai servizi di dispacciamento attraverso progetti pilota, da testare e verificare, o ancora da lanciare). Tali ipotesi sembrano sottostimare, in modo significativo, la domanda di servizi che dovranno essere forniti dalla generazione termoelettrica a gas localizzata sull'isola.
- Per quanto riguarda i compensatori sincroni, compresi i tre nuovi compensatori inclusi nel Piano di Sviluppo di Terna, questi possono in parte mitigare le necessità di inerzia, potere di corto-circuito e regolazione di tensione, ma non possono fornire regolazione di frequenza, servizi di bilanciamento e di riserva, servizi cruciali per consentire l'operatività dei cavi di interconnessione e per gestire il forte incremento delle risorse rinnovabili intermittenti; di conseguenza, i compensatori possono aiutare a rimuovere alcuni dei vincoli per la gestione in sicurezza, ma non possono sostituire la necessità di fonti di capacità attiva localizzata nell'isola.

In definitiva, l'utilizzo delle stime di consumo gas derivanti dallo studio RSE potrebbe condurre a sottostimare, in modo significativo, il consumo di gas atteso in Sardegna, non tenendo conto in modo adeguato di ulteriori e ragionevoli valutazioni sulle esigenze di gestione in sicurezza della rete elettrica sarda da parte di Terna, in ogni futuro assetto rilevante di funzionamento atteso.

La transizione energetica in Sardegna appare realizzabile sulla base di un corretto mix di risorse in grado di fornire i servizi necessari (non solo in termini di adeguatezza del sistema elettrico, ovvero copertura del picco di domanda, ma anche di sicurezza e qualità).

Ad oggi, in effetti, rileviamo come non sia concretamente realizzabile lo sviluppo simultaneo ed equilibrato delle risorse previste nel PNIEC (rinnovabili, sviluppi di rete, nuova capacità di accumulo centralizzata – pompaggi idroelettrici – per una capacità totale pari al 20-25% dei 6 GW di pompaggi previsti a livello nazionale, in aggiunta a nuova capacità programmabile localizzata nell'isola, per 400 MW). Più precisamente, l'installazione dei pompaggi idroelettrici (stimabili in circa 1.1 GW), nei tempi previsti dal PNIEC, appare ad oggi sostanzialmente irrealistica.

Ci sembra manchi uno studio condiviso e discusso pubblicamente sulle condizioni di adeguatezza, di sicurezza e di qualità della fornitura di energia elettrica nell'isola, in un orizzonte temporale almeno fino al 2030, tale da chiarire quali siano i requisiti minimi per la realizzazione della transizione energetica in Sardegna, in alternativa a quanto previsto dal PNIEC.

Spunto		Riferimento
S5	Commenti riguardanti le criticità del sistema gas previste in futuro e le correlate esigenze di rinnovo e/o sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas, anche in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione e transizione energetica	Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto Documento di descrizione degli scenari predisposto da Terna/Snam
Si rimanda a quanto indicato allo Spunto S7 per quanto riguarda la transizione energetica in Sardegna.		

Spunto		Riferimento
S7.	Commenti in relazione agli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, inclusa la Sardegna.	Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto

Il progetto di realizzazione della rete energetica della Sardegna, relativo allo sviluppo delle infrastrutture di trasporto gas nell'isola, assume un ruolo di primo piano nel contesto della transizione ecologica a livello nazionale ed europeo. Infatti, il ricorso ad un vettore energetico come il gas naturale, in grado di accompagnare il processo di decarbonizzazione, consentirebbe di traghettare, in tempi compatibili con il *coal phase out*, obiettivi essenziali per il sistema energetico sardo:

- assicurare l'approvvigionamento di una fonte di energia affidabile e costante nei settori produttivi, garantendo la sicurezza energetica nell'isola;
- allineare l'assetto energetico della Sardegna a quello del resto d'Italia, riducendo al contempo i costi dell'approvvigionamento energetico;
- ridurre le emissioni climalteranti di gas a effetto serra dovute all'utilizzo di fonti maggiormente inquinanti.

A tutela dei futuri consumatori, si ritiene necessario prevedere un prezzo gas per la Sardegna allineato al resto d'Italia: risulta pertanto indispensabile la socializzazione dei costi legati alle infrastrutture e alle attività di trasporto, con l'obiettivo di equiparare il costo gas in Sardegna al costo gas nel resto d'Italia, evitando l'insorgere di un ingiustificabile svantaggio competitivo per gli operatori dell'isola.

In primo luogo, nel caso di realizzazione della connessione virtuale, riteniamo necessario prevedere un sistema che preveda l'allineamento del prezzo della materia prima con quello al PSV (Punto di Scambio Virtuale), consentendo in questo modo al consumatore di accedere a un mercato liquido e competitivo.

Inoltre, appare indispensabile equiparare al continente gli oneri di sistema e, in generale, tutti i costi aggiuntivi derivanti dalla fornitura di gas in Sardegna (ad esempio, costi di rigassificazione, trasporto, logistica e di bilanciamento) attraverso opportune misure normativo-regolatorie, al fine di scongiurare il rischio di una penalizzazione per gli utenti sardi.

Come ulteriore punto di attenzione per un corretto sviluppo infrastrutturale, riteniamo importante delineare in maniera opportuna la domanda di gas naturale per un corretto dimensionamento degli impianti di rigassificazione, stoccaggio e di produzione, in modo da prevedere eventuali picchi di consumo in ogni condizione di funzionamento. In tal senso, auspichiamo che si possa giungere a quantificare opportunamente la capacità di approvvigionamento massima dei terminali di rigassificazione della Virtual Pipeline, considerando, per gli usi termoelettrici, una capacità giornaliera e annuale in grado di garantire le necessarie condizioni di esercizio in sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico sardo.

A tal fine si riportano di seguito alcune valutazioni che emergono da uno studio che la scrivente ha svolto sulla Sardegna:

- Ad oggi, a causa delle limitate risorse, delle caratteristiche delle interconnessioni in correte continua con il continente, della scarsa flessibilità degli impianti di generazione e della debolezza della rete di trasporto regionale, la Sardegna è ampiamente esposta a problemi di adeguatezza, sicurezza e qualità delle forniture di energia elettrica (come evidenziato dal fatto che tutti i maggiori impianti di generazione localizzati nell'isola sono essenziali per la sicurezza).
- Il forte sviluppo atteso di risorse rinnovabili non programmabili e il phase-out degli impianti a carbone aumenteranno la pressione sul sistema elettrico sardo, per via delle modifiche strutturali relative alla direzione e alla programmabilità dei flussi di elettricità, alla regolazione di tensione,

alla regolazione di frequenza, alla riduzione dell'inerzia, alla riduzione del potere di corto circuito, alle rampe di carico, alla disponibilità di riserve rotanti e di sostituzione, alle interferenze con il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico e alle capacità di ripartenza (black start) del sistema elettrico sardo.

- Il nuovo collegamento *Tyrrhenian Link* da 1.000 MW fra Sardegna, Sicilia e Campania svolgerà un ruolo cruciale per migliorare le condizioni di stabilità e di sicurezza, e per minimizzare le congestioni di rete per lo sviluppo delle rinnovabili in Sicilia e Sardegna, ma non sarà sufficiente, come indicato da Terna, a consentire il phase-out completo degli impianti a carbone, senza la realizzazione di una adeguata capacità di generazione programmabile nell'isola. La nuova interconnessione dovrà contribuire all'adeguatezza (copertura del picco di domanda) e al bilanciamento della Sardegna, favorendo la riduzione dell'*over-generation* e del *curtailment* della produzione da fonti rinnovabili intermittenti di futura realizzazione in Sicilia e in Sardegna, consentendone in parte l'esportazione verso il continente, ma non potrà sostituire completamente la necessità di mantenere riserve, localizzate nell'isola, per la gestione della sicurezza degli approvvigionamenti in Sardegna, in condizioni di rete non integra e/o di instabilità dinamica del sistema elettrico.
- La transizione energetica in Sardegna appare realizzabile con un corretto mix di risorse in grado di fornire i servizi necessari (non solo in termini di adeguatezza del sistema, ovvero copertura del picco di domanda, ma anche di sicurezza e qualità).
- Ad oggi, in effetti, rileviamo come non sia concretamente realizzabile lo sviluppo simultaneo ed equilibrato delle risorse previste nel PNIEC (rinnovabili, sviluppi di rete, nuova capacità di accumulo centralizzata – pompaggi idroelettrici – per una capacità totale pari al 20-25% dei 6 GW di pompaggi previsti a livello nazionale, in aggiunta a nuova capacità programmabile localizzata nell'isola, per 400 MW). Più precisamente, l'installazione dei pompaggi idroelettrici (stimabili in circa 1.1 GW), nei tempi previsti dal PNIEC, appare ad oggi sostanzialmente irrealistica. Uno scenario alternativo va pertanto sviluppato.
- Gli accumuli chimici, allo stato attuale della tecnologia e dei costi di realizzazione, non sembrano equiparabili alle potenzialità dei pompaggi idroelettrici, per i limiti sulla capacità energetica equivalente (ovvero, il numero di ore di erogazione di energia elettrica da parte della batteria, prima di scaricarsi). Da sottolineare, in ogni caso, che il PNIEC prevedeva capacità programmabile (a gas o accumuli) per 400 MW in aggiunta agli accumuli idroelettrici (per ulteriori 1.100 MW), e non in alternativa.
- Ad oggi, di fatto, manca uno studio approfondito sulle condizioni di adeguatezza, di sicurezza e di qualità della fornitura di energia elettrica nell'isola, in un orizzonte temporale almeno fino al 2030, tale da chiarire quali siano i nuovi requisiti minimi per la realizzazione della transizione energetica in Sardegna, in alternativa a quanto previsto dal PNIEC.
- La realizzazione di nuova capacità gas localizzata in Sardegna risulta essere, per la scrivente società, una soluzione sicura, efficiente e compatibile con gli obiettivi nazionali ed europei di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030, nel percorso che porterà agli obiettivi *net-zero carbon* al 2050, in grado di fornire i necessari servizi al sistema, a garanzia dell'adeguatezza, della sicurezza e della qualità della fornitura di energia elettrica in Sardegna.

- In particolare, nello studio condotto da EP Produzione, la soluzione ottimale nel nord della Sardegna prevede

[REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

- Si nota infine che il consumo gas preso in considerazione nella definizione dei piani di metanizzazione della Sardegna è quello previsto nello studio RSE “Approvvigionamento Energetico della Regione Sardegna (Anni 2020-2040)” (pagina 7 e seguenti del Piano di Sviluppo di Enura). Tale assunzione solleva qualche dubbio, sia dal punto di vista formale che metodologico:
 - RSE ipotizza che il consumo di gas naturale attribuibile ai 500 MW di nuovi OCGT previsti sia pari a circa 130 milioni di metri cubi/anno (equivalenti a circa 1.000 ore equivalenti di funzionamento all'anno)
 - Tale valutazione deriva dall'ipotesi che i servizi di dispacciamento siano sostanzialmente forniti da FRNP, sistemi di accumulo elettrochimico e generazione distribuita e che l'installazione dei compensatori sincroni risolva gran parte delle necessità per la regolazione della tensione, introducendo con queste ipotesi differenze rispetto alle analisi effettuate da Terna (come indicato a pagina 90 dello studio RSE).
 - Per quanto riguarda i servizi di dispacciamento, lo studio di RSE sembra non aver approfondito in modo puntuale le valutazioni sulla sicurezza e sull'adeguatezza del sistema elettrico sardo, in ogni futuro assetto rilevante di funzionamento atteso, basando le valutazioni su ipotesi che, allo stato attuale, appaiono poco realistiche, sia in termini di volumi che di concreta fattibilità (si tratta di risorse che, allo stato attuale, partecipano ai servizi di dispacciamento attraverso progetti pilota, da testare e verificare, o ancora da lanciare). Tali ipotesi sembrano sottostimare in modo significativo la domanda di servizi che dovranno essere forniti dalla generazione termoelettrica a gas localizzata sull'isola.
 - Per quanto riguarda i compensatori sincroni, compresi i tre nuovi compensatori inclusi nel Piano di Sviluppo di Terna, questi possono in parte mitigare le necessità di inerzia, potere di corto-circuito e regolazione di tensione, ma non possono fornire regolazione di frequenza, servizi di bilanciamento e di riserva, servizi cruciali per consentire l'operatività dei cavi di interconnessione e per gestire il forte incremento delle risorse rinnovabili intermittenti; di conseguenza, i compensatori possono aiutare a rimuovere alcuni dei vincoli per la gestione in sicurezza, ma non possono sostituire la necessità di fonti di capacità attiva localizzata nell'isola.
- In definitiva, l'utilizzo delle stime di consumo gas derivanti dallo studio RSE potrebbe condurre a sottostimare, in modo significativo, il consumo di gas atteso in Sardegna, non tenendo conto in modo adeguato di ulteriori e ragionevoli valutazioni sulle esigenze di gestione in sicurezza della rete elettrica sarda da parte di Terna, in ogni futuro assetto rilevante di funzionamento atteso.
- Ci sembra manchi uno studio condiviso e discusso pubblicamente sulle condizioni di adeguatezza, di sicurezza e di qualità della fornitura di energia elettrica nell'isola, in un orizzonte temporale almeno fino al 2030, tale da chiarire quali siano i requisiti minimi per la realizzazione della transizione energetica in Sardegna, in alternativa a quanto previsto dal PNIEC.

In ottica di analisi costi/benefici per lo sviluppo infrastrutturale della Sardegna, riteniamo fondamentali i seguenti aspetti in relazione agli investimenti in capacità di generazione a gas:

- possibilità di soddisfare il fabbisogno energetico delineato nel PNIEC e indicato da TERNA per il mantenimento dell'adeguatezza, attraverso risorse flessibili ed efficienti secondo le migliori tecnologie attualmente disponibili;

- capacità di garantire l'esercizio in sicurezza della rete sarda grazie a particolari prestazioni e servizi, in grado di ridurre le criticità correlate a uno scenario caratterizzato da una maggiore diffusione di risorse non programmabili e dalla progressiva riduzione dell'inerzia di sistema e della potenza di corto-circuito, facilitando la gestione della regolazione di frequenza e di tensione nell'isola;
- dimensionamento adeguato delle infrastrutture gas, tenendo conto delle esigenze di sicurezza, adeguatezza e qualità, in ogni possibile assetto rilevante di funzionamento atteso;
- allineamento delle condizioni economiche di fornitura a quelle del resto d'Italia (*commodity*, trasporto e bilanciamento);
- opportunità di assicurare importanti risvolti occupazionali nella regione, sia per far fronte alla riconversione di rilevanti siti industriali, sia in termini prospettici per promuovere lo sviluppo di nuove attività produttive.

In conclusione, il phase out al 2025 delle centrali termoelettriche a carbone esistenti, attualmente essenziali per l'esercizio in sicurezza della rete, pone serie criticità per l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico sardo. Quale soluzione prioritaria, da un punto di vista tecnico-economico, per promuovere una transizione sicura ed efficace, investimenti in nuova capacità di generazione a gas naturale saranno possibili soltanto se le condizioni sopraesposte saranno verificate.