

**Risposte alle osservazioni
raccolte a seguito della pubblicazione
dello studio sul sito ARERA**
M. Delfanti, RSE

9 ottobre 2020

Totale: 39 osservazioni (pervenute entro il 30 settembre, anche con modalità diverse dal sistema *on-line* sul sito)

Operatori di reti gas

- Enura S.p.a.
- Fiamma 2000 S.p.a.
- ISGAS Carbonia Società di Progetto S.r.l.
- ISGAS SELARGIUS Società di Progetto S.r.l.
- ISGASTRENTATRE S.p.a.
- Italgas S.p.a.
- SGI - Società Gasdotti Italia S.p.a.
- Snam S.p.a.

Altri operatori del settore energia

- Enel Italia S.p.a.
- EP Produzione S.p.a.
- Olbia LNG Termina S.r.l.
- Sardinia LNG S.r.l
- S.p.a. che richiede di essere anonima

Associazioni industriali e commerciali

- ANIGAS
- Assocostieri
- ASSOGASMETANO
- CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione
- CONFAPI Sardegna
- Confindustria Sardegna
- Consorzio NGV System Italia
- Elettricità Futura
- Federmetano
- IGAS Imprese Gas

Associazioni ambientali, sociali, sindacali e del lavoro

- ACLI Sardegna
- Associazione Ambientalista Italia Nostra Sardegna e Sindacati di Base USB Sardegna e Cobas Cagliari
- CGIL SARDA e Filctem-Cgil Sardegna
- CISL Sardegna
- Legacoop Sardegna
- Movimento No Tap/SNAM della provincia di Brindisi, Redazione di "emergenzaclimatica.it", Forum Ambientalista Associazione di tutela ambientale, Rete "Legalità per il clima"
- UILTEC Unione Italiana Lavoratori Tessile, Energia, Chimica Sindacato Regionale Sardegna
- WWF, Legambiente e Greenpeace

Associazioni di consumatori e consumatori di energia

- ADOC – ASSOCIAZIONE PER LA DIFESA E L'ORIENTAMENTO DEI CONSUMATORI
- GENERALE CONSERVE SPA
- I.C.A. di E. Argiolas S.r.l (In forma abbreviata ARGIOLAS FORMAGGI S.r.l.)
- Papiro Sarda Srl

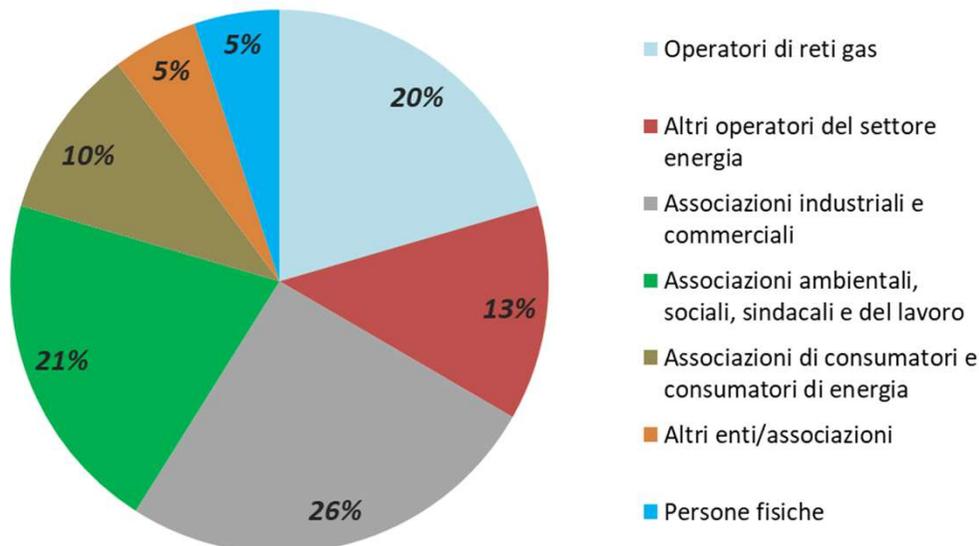
Altri enti/associazioni

- Cacip - Consorzio Industriale Provinciale di Cagliari
- Consiglio Direttivo dell'Associazione tra gli ex Consiglieri regionali della Sardegna

Persone fisiche

- Enrico Manca
- Massimiliano Piacentini

Ulteriori 2 osservazioni sono pervenute a ridosso del seminario e non sono incluse in questa slide



Temi risposte consultazione

- **TEMA A: Orizzonte temporale e valore residuo infrastrutture**
- **TEMA B: Evoluzione fabbisogni e consumi**
- **TEMA C: Compatibilità analisi con percorso di decarbonizzazione**
- **TEMA D: Configurazione Fisica (CONTINENTE) vs Virtuale (ISOLA)**
- **TEMA E: Trasporto su strada vs Trasporto con dorsale**
- **TEMA F: Gestione depositi satellite**
- **TEMA G: Costi esterni del trasporto e valutazione esternalità ambientali**
- **TEMA H: Settore elettrico**

TEMA A: Orizzonte temporale e valore residuo infrastrutture

A1) Osservazioni metodologiche:

- sull'orizzonte temporale scelto
- sul valore residuo delle varie opere

Vi sono diversi orientamenti sul tema della durata da considerare per le analisi costi-benefici:

- il regolamento europeo 347/2013 (infrastrutture energetiche trans-europee) prevede orizzonti temporali di almeno **20 anni**.
- il documento CE *"Guide to CBA of Investment Projects"*, citando il regolamento 480/2014, reca un periodo **tra 15 e 25 anni**.
- il documento di ENTSO-G *"Methodology for CBA of Gas Infrastructure Projects"*, suggerisce un periodo di riferimento di **25 anni**.

Nello studio si è deciso di considerare un periodo di riferimento di **20 anni**, dal 2020 al 2040, in quanto congruente con l'orizzonte PNIEC, preso a riferimento per lo studio stesso. Inoltre, l'orizzonte **2040** costituisce uno step evolutivo intermedio del sistema energetico sardo verso la totale neutralità carbonica, prevista per il 2050. Al 2050, previsti cambiamenti nelle modalità di sfruttamento delle fonti energetiche e nelle tecnologie impiegate, che rendono a rischio di significative incertezze una valutazione degli investimenti oltre l'orizzonte 2040.

Le metodologie CBA per i progetti di interesse comune nei settori dell'elettricità e nel gas, approvate dalla Commissione Europea, stabiliscono di **considerare un valore residuo nullo** delle infrastrutture la cui vita si estende oltre.

Nell'analisi condotta, si è quindi considerato: un orizzonte temporale di 20 anni; **valore residuo nullo; nessuna attualizzazione nei calcoli**.

Qualora si fosse adottato un approccio che includesse, in linea con metodologia CBA di ENTSO-G, attualizzazione e valore residuo (indicato solo per le analisi di sensitivity), per una infrastruttura con vita tecnica di 40-50 anni, considerare un periodo di 20 anni implicherebbe un **valore residuo pari al 16%**.

Tema B: Evoluzione fabbisogni e consumi

B1) Osservazioni sull'evoluzione dei fabbisogni energetici e sui volumi di gas naturale:

- Ipotesi dello studio datate e basate su dati pre-covid;
- Evoluzione fabbisogni energetici ritenuta troppo prudente (soprattutto per l'industria);
- Livelli di build-up della domanda gas troppo conservativi nel breve-medio termine/ Volumi di metano troppo elevati al 2040;

Il lavoro è partito a fine 2019 e segue le ipotesi di sviluppo previste dal PNIEC. Il PNIEC si basa sull'evoluzione dei driver prevista dallo scenario Europeo PRIMES_EUref2016 che prevede una crescita alta sia per la popolazione sia per il PIL.

Si ritiene che gli effetti della pandemia (ancora in corso) sul periodo ventennale considerato nello studio non risultino dirimenti per le prospettive di sviluppo ipotizzate. Solo in una fase post pandemia sarà possibile quantificare i veri effetti sul futuro sviluppo economico. In ogni caso, ipotesi meno espansive dell'economia e dei consumi di gas confermerebbero a maggior ragione le conclusioni dello studio.

Per l'evoluzione dei fabbisogni energetici del settore industriale, ci si è basati su assunzioni ragionevoli, inclusa la nascita di nuove iniziative (ad esempio nel settore dei materiali ceramici). Tali assunzioni appaiono ottimistiche, se confrontate con i trend storici della regione. Per questa analisi ci si è avvalsi della collaborazione del dipartimento DIEE dell'università di Cagliari, che ha conoscenze specifiche del territorio e ha condiviso le ipotesi di lavoro con la Regione Sardegna.

La curva di build-up della domanda di gas è stata costruita sulla base di assunzioni ritenute ragionevoli per il contesto in esame. Non si disponeva ai tempi di impostazione dello studio (ne è noto se esistano) dati relativi a contesti immediatamente paragonabili a quello in esame che permettano di trarre una diversa traiettoria della domanda.

Nell'ottica del processo di transizione in corso, si potevano prevedere volumi di gas naturale più bassi già al 2040,

- maggiormente compatibili con un percorso di decarbonizzazione, ma
- meno congruenti con le ipotesi di ripresa industriale della regione.

Tema B: Evoluzione fabbisogni e consumi

B2) Assenza di un approfondita analisi sull'efficienza energetica

Non è presente una sezione dedicata al tema, ma gli effetti delle politiche di l'efficienza energetica sono opportunamente considerati:

- per il settore residenziale, si sono riportate ipotesi di maggiore dettaglio, mentre
- per gli altri settori si è tenuto comunque conto di un trend verso una maggiore efficienza in linea con gli orientamenti del PNIEC;
- enfatizzare ulteriormente questi trend avrebbe l'effetto di ridurre la domanda, e quindi le necessità di infrastrutturazione.

B3) Ipotesi di metanizzazione/elettrificazione del trasporto pubblico/merci ritenute troppo conservative

Le ipotesi di metanizzazione/elettrificazione dei trasporti sono forse ottimistiche sul trasporto privato e più conservative sul trasporto pubblico/merci. Sono però in linea con le indicazioni del PEARS almeno fino al 2030.

Non si prevede invece un ruolo particolarmente rilevante per l'idrogeno nel settore trasporti fino all'orizzonte 2040 dello studio.

B4) Limitare il gas a solo agli usi che non possono essere soddisfatti da soluzioni rinnovabili o elettriche

Nella visione di RSE, l'adozione di questa ipotesi diventa più stringente dopo il 2040 nell'ottica degli obiettivi di decarbonizzazione. La prospettiva di un'elettrificazione massiccia già nel breve termine è ritenuta difficilmente praticabile per motivi economici, specie nei contesti in cui serve tenere conto di investimenti già effettuati o in corso nella distribuzione gas.

B5) Ripartenza del polo dell'alluminio: fabbisogni totali da soddisfare al minimo costo, senza identificare a priori soluzioni (nello studio viene individuata una soluzione basata sulla cogenerazione, che è solo una delle alternative possibili).

Lo studio considera tre diverse opzioni per il soddisfacimento del fabbisogno energetico del polo dell'alluminio. Sono possibili opzioni ulteriori: quella considerata (impianto di cogenerazione dedicato), è ottimale dal punto di vista dell'efficienza.

Tema C: Compatibilità analisi con percorso di decarbonizzazione

C1) Manca un confronto con uno **scenario green** senza gas

Le sensitività studiate nel confronto gas vs. elettrico non giustificano ipotesi di ulteriore espansione del vettore elettrico; qualora il periodo di osservazione fosse esteso, tali ipotesi sarebbero da considerare, assieme ad altre, con notevoli incertezze.

C2) Sottostima dei **rischi di lock-in** per investimenti in infrastrutture/ tecnologie gas nell'ottica della decarbonizzazione di lungo termine

La scelta di limitare il periodo di analisi al 2040 è stata condotta anche con attenzione a questa esigenza.

C3) **Gli investimenti in infrastrutture e tecnologie gas duplicano i costi in vista della decarbonizzazione** rispetto ad anticipare investimenti compatibili con la decarbonizzazione

La prospettiva di un'elettrificazione massiccia già nel breve termine è ritenuta difficilmente praticabile per motivi economici, specie nei contesti in cui serve tenere conto di investimenti già effettuati o in corso nella distribuzione gas (nessuna duplicazione).

C4) Ripresa del **polo alluminio poco compatibile con obiettivi di decarbonizzazione**

Lo studio di RSE (di natura settoriale) non aveva come obiettivo quello di disegnare il futuro quadro industriale della regione Sardegna, ma di trovare soluzioni infrastrutturali compatibili per soddisfare i fabbisogni già in essere o ritenuti probabili.

C5) Possibilità di **utilizzo di fondi europei** per gli investimenti in Sardegna

L'utilizzo di fondi europei fa parte di un'ottimizzazione successiva, una volta definiti gli investimenti ambientalmente ed economicamente più corretti. Non rientrano nello studio ipotesi sulle modalità di finanziamento degli sviluppi infrastrutturali analizzati.

C6) Considerazione dei **nuovi target di decarbonizzazione** in discussione in Europa

I nuovi target di decarbonizzazione non sono ancora stati né fissati, né approvati: si è ritenuto opportuno basarsi sui target del PNIEC. La fissazione, in prospettiva, dei nuovi target è una ulteriore motivazione di prudenza nel considerare orizzonti temporali più ampi.

Tema D: confronto ISOLA vs CONTINENTE

D1) Si ritiene che la **configurazione CONTINENTE**, garantendo l'**interconnessione fisica** del sistema infrastrutturale gas della Sardegna con il sistema gas Nazionale, costituisca la soluzione in grado di meglio **garantire la sicurezza e la continuità delle forniture**, la disponibilità per i consumatori sardi di un mix energetico analogo a quello nazionale, nonché un **allineamento strutturale dei prezzi della commodity** pagati in Sardegna al prezzo della materia prima gas al PSV, determinato da dinamiche di mercato e non da interventi di natura amministrativa.

Gli aspetti di sicurezza e continuità di forniture si suppongono garantiti anche nella soluzione virtuale diversificando i punti di approdo in Sardegna e dimensionando in modo adeguato i terminali di stoccaggio/rigassificazione.

A scopo cautelativo, le ipotesi dello studio tendono a sovrastimare la futura domanda di gas; di conseguenza, i casi più probabili corrispondono a una domanda di gas inferiore a quella stimata nello studio, quindi più facilmente gestibile in sicurezza/continuità. Questi approfondimenti non sono stati gestiti da RSE, e saranno oggetto di una eventuale ulteriore fase di studio.

In maggiore profondità, nel confronto tra opzione fisica e opzione virtuale:

- da un lato, non si sono considerati in dettaglio gli extra costi relativi alla sicurezza e disponibilità;
- dall'altro, non si sono quantificati i benefici legati alla scalabilità della soluzione virtuale che risulta più vantaggiosa.

Infatti, il valore della scelta della soluzione virtuale rispetto alla soluzione fisica si basa sulla maggiore modularità/scalabilità della prima nel caso non si manifestassero i livelli di domanda gas previsti per la regione.

- la soluzione virtuale è modulabile e consente un adattamento ai livelli di domanda, mentre
- la soluzione fisica comporta costi di investimento non recuperabili, da sostenere subito che potrebbero non essere giustificati da livelli di domanda gas inferiori a quelli attesi.

La soluzione virtuale, che presuppone l'evoluzione dell'attuale contesto normativo e regolatorio, garantisce prezzi di approvvigionamento gas in linea con quelli del resto d'Italia, in congruenza con quanto indicato dal PNIEC con specifico riferimento alla Sardegna.

Tema D: confronto ISOLA vs CONTINENTE

D2) Le **infrastrutture** di trasporto potranno nel **lungo termine** essere sempre più utilizzate per il trasporto di **idrogeno**

Per quanto riguarda il tema dell'idrogeno non è stata considerata come strettamente necessaria la presenza in futuro di un'infrastruttura per il trasporto (sia interna alla regione sia per l'export verso il continente).

In generale, per l'idrogeno, si ritiene ragionevole prevedere una produzione e un consumo locale accoppiando ad esempio poli industriali e stazioni di rifornimento per veicoli a impianti di produzione FER con tecnologie power-to-X.

Anche nella strategia di lungo termine (LTS) si indica che la produzione e il consumo di idrogeno possa avvenire in loco, o eventualmente con ridotte porzioni di rete dedicate, evitando i costi e le relative perdite energetiche per il trasporto.

Recenti report internazionali (IRENA) recano posizioni prudenti sulla effettiva possibilità di riutilizzo di reti gas per il trasporto di idrogeno.

D3) Le configurazioni infrastrutturali denominate **CONTINENTE e ISOLA** (inclusa dorsale), che prevedono un approvvigionamento rispettivamente mediante "Sealine" e "Virtual Pipeline", presentano una **differenza nei risultati dell'analisi non particolarmente significativa stimata da RSE in circa 250 milioni di euro**.

Nell'approccio semplificato che si è adottato, che non quantifica il vantaggio dato dalla modularità/scalabilità della soluzione virtuale, il vantaggio economico rispetto alla fisica non risulta particolarmente significativo.

L'analisi è poi proseguita a partire da questo risultato esplorando soluzioni che potessero minimizzare ulteriormente i costi di sistema (variante con trasporto su strada).

Le due configurazioni ISOLA e CONTINENTE sono caratterizzate per costruzione dai massimi volumi di metanizzazione stimati; la modularità della soluzione virtuale consentirebbe un adattamento a livelli di domanda inferiori.

Tema D: confronto ISOLA vs CONTINENTE

D4) Si rileva come una porzione consistente della differenza tra ISOLA e CONTINENTE sia da ricondurre all'ipotesi per la configurazione CONTINENTE di **prevedere fino all'entrata in esercizio della Sealine (ossia nei primi 5 anni di analisi) un approvvigionamento "a mercato"**. In tale prospettiva, e tenuto conto dei benefici in termini di sicurezza garantiti dalla interconnessione fisica, come correttamente evidenziato anche nello studio del RSE, **apparirebbe più ragionevole** adottare una configurazione CONTINENTE che preveda nel periodo di avvio del mercato e di costruzione della Sealine **l'applicazione di uno schema transitorio "Virtual Pipeline"**.

Dai calcoli RSE, per il solo periodo transitorio di 5 anni, la voce di costo «trasporto gas verso la Sardegna» con approvvigionamento a mercato risulterebbe leggermente più economica (circa 15 milioni) rispetto all'opzione Virtual Pipeline (VP) transitoria.

Questo avviene perché con la virtual pipeline transitoria nel calcolo sono stati comunque conteggiati gli investimenti previsti dal TSO per

- le modifiche dei terminali GNL italiani e
- l'acquisto di almeno una bettolina oltre ai costi operativi per il trasporto del GNL in Sardegna.

Con l'approvvigionamento a mercato ci sarebbe invece un extra costo (per il solo periodo transitorio di 5 anni) stimato in circa 50 milioni, per la voce «marginale commercializzazione del venditore».

Sommando le due voci, ci sarebbe un risparmio adottando lo schema transitorio della Virtual Pipeline anche nella configurazione Continente anche se non particolarmente rilevante.

In questo caso gli investimenti sostenuti per la Virtual Pipeline non sarebbero però valorizzati abbandonando dopo il periodo di transizione la soluzione virtuale per passare alla soluzione fisica.

Tema E: Dorsale vs trasporto su strada

E1) RSE assume che i **volumi relativi alla filiera dell'alluminio, al termoelettrico e ai bunkeraggi marittimi siano riforniti mediante la realizzazione di depositi costieri locali dedicati**, ipotizzando pertanto **volumi di gas trasportati** mediamente nel periodo oggetto di analisi pari a **440 milioni di m³/anno**, sensibilmente inferiori alle stime di mercato elaborate dallo stesso RSE (volumi a regime pari a circa 1,6 miliardi di m³/anno). **Questa assunzione**, utilizzata nelle comparazioni, **limita il fabbisogno di trasporto attraverso la dorsale**, che al contrario è stata dimensionata per rifornire volumi anche oltre i valori stimati da RSE, **disottimizzandone l'utilizzo** e riducendo la significatività del confronto.

La scelta di installare o meno una dorsale dovrebbe risultare a valle di analisi tecniche quantitative; non dovrebbe invece essere posta come assunzione iniziale, rispetto alla quale ottimizzare i rimanenti parametri.

- Nella configurazione ISOLA, con dorsale, i depositi costieri (con rigassificatori) previsti per la configurazione, sarebbero collegati alla dorsale immettendo gas naturale e questo sarebbe trasportato a tutti i consumatori tra cui anche il polo dell'alluminio + termoelettrico.
- Nella versione ISOLA con trasporto su strada è ipotizzabile invece che il polo dell'alluminio e gli impianti termoelettrici siano alimentati da depositi costieri satellite (con rigassificatori) installati in loco e rifornibili via mare. Da altri depositi costieri partirebbero invece le cisterne criogeniche per trasportare il GNL ai depositi satellite delle altre utenze.

In una seconda eventuale fase dello studio, saranno possibili ulteriori approfondimenti per trovare soluzioni infrastrutturali alternative che permettano di alimentare nel modo più efficiente gli impianti termoelettrici e i grandi consumatori industriali.

E2) Tenuto conto dei tempi tipici di predisposizione delle analisi e dell'istruttoria, solo tra alcuni anni saranno eventualmente ottenute le necessarie **Valutazioni di Impatto Ambientale per i depositi**; qualora le stesse non fossero ottenute la dorsale diventerebbe l'unica configurazione possibile per alimentare tali utenze, **duplicando i costi sostenuti per sviluppare la soluzione a mezzo Truck**.

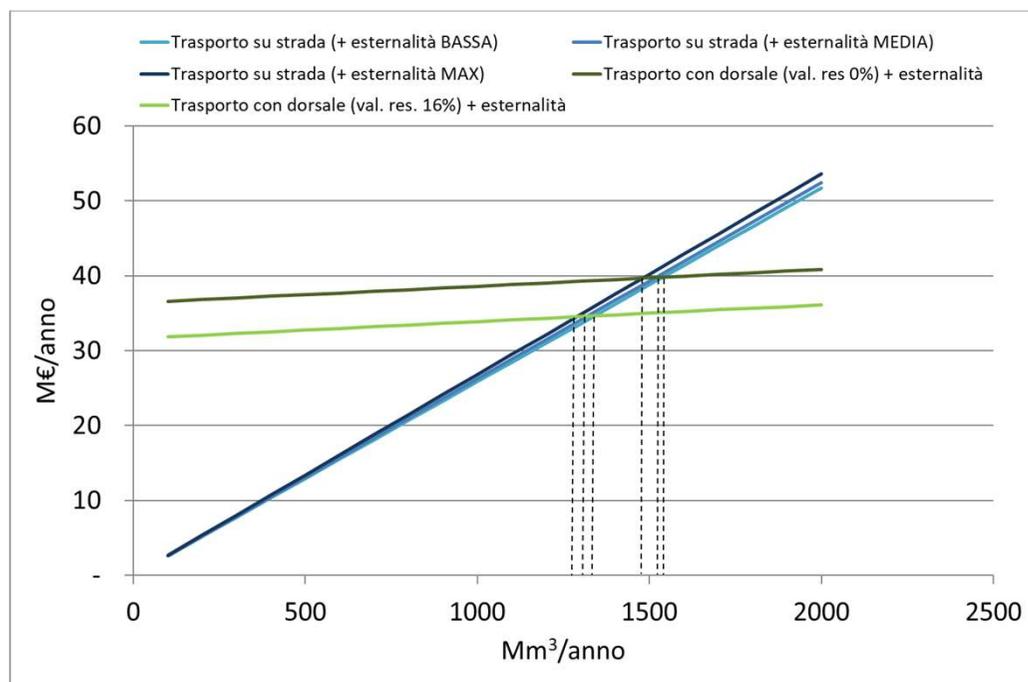
Non sono stati indagati nello specifico i problemi autorizzativi presupponendo una generica fattibilità delle infrastrutture necessarie. Il recente Decreto Semplificazioni ha introdotto alcune previsioni per agevolare i processi autorizzativi di simili infrastrutture, utili al raggiungimento degli obiettivi del PNIEC.

Nessuna duplicazione di costi in quanto la soluzione con trasporto su strada sarebbe sviluppata solo ad autorizzazioni ottenute.

Tema E: Dorsale vs trasporto su strada

E3) L'orizzonte temporale di 20 anni preso a riferimento per il confronto degli scenari "dorsale" vs. "trasporto su gomma" è molto penalizzante nei confronti dello scenario "dorsale" in quanto non si tiene conto che la vita utile di tale infrastruttura è di 50 anni e pertanto i relativi costi di realizzazione andrebbero spalmati su tale intervallo

In merito all'estensione dell'orizzonte temporale si riporta il grafico di confronto della voce «trasporto gas in Sardegna» includendo la valutazione del valore residuo delle infrastrutture dopo i 20 anni (pari al 16%, fonte ENTSO-G). Estendendo l'orizzonte temporale oltre i 20 anni è ragionevole inoltre ipotizzare una riduzione dei volumi di gas consumati nella regione nell'ottica della decarbonizzazione, comprimendo quindi il volume medio del gas naturale trasportato nel periodo, con ridotta giustificazione dell'infrastruttura. Non si ritiene condizione strettamente necessaria un'infrastruttura di trasporto nel lungo termine per l'idrogeno/biometano.



Tema E: dorsale vs trasporto su strada

E4) La convenienza alla realizzazione della dorsale ci sarebbe solo con un mercato finale di consumo pari ad almeno 1,5 miliardi di m³. Se si considerano i costi di installazione e gestione dei depositi criogenici e dei relativi moduli di rigassificazione, è lecito attendersi che la domanda gas necessaria a giustificare l'investimento sulla dorsale sia molto inferiore agli 1,5 miliardi di m³ considerati.

I depositi satellite, necessari in assenza della dorsale per il settore civile, sono già previsti nel piano di investimenti del DSO indipendentemente dalla realizzazione dell'infrastruttura di trasporto.

La necessità di ulteriori depositi satellite, sempre in assenza della dorsale, è stata comunque considerata nello studio RSE nel calcolo dei costi di sistema complessivi. La stima per investimenti in nuovi depositi satellite è stata ipotizzata da RSE pari a circa 100-150 milioni di euro mentre le stime fornite dal TSO indicano circa 220-260 milioni aggiuntivi in depositi in assenza della dorsale.

Aggiornando la stima si ridurrebbe il vantaggio della soluzione strada senza però variare l'ordine di merito.

L'ulteriore necessità di depositi satellite, senza la dorsale, è stata quindi conteggiata nei costi di sistema, ma non si è ritenuto opportuno evidenziarla nel grafico di confronto in quanto, anche nella variante con dorsale, mancherebbero similmente i costi dei tratti di gasdotto per collegare i singoli utenti alla dorsale.

Anche in questo caso si evidenzia la maggiore modularità della soluzione su strada con la possibilità di installare il numero effettivo di depositi satellite in funzione dei livelli di domanda.

E5) Chi paga questi depositi satellite nella variante su strada? Rientrano nelle infrastrutture regolate?

La soluzione determinata dallo studio mira al massimo vantaggio per il sistema; le scelte allocative in grado di materializzare tale soluzione sono da condurre a cura dei soggetti istituzionali preposti.

Lo studio di RSE, mirato ai costi di sistema, non può né deve pregiudicare scelte legislative/regolatorie in merito alle infrastrutture che dovrebbero rientrare o meno nel perimetro regolato.

Tema E: Dorsale vs trasporto su strada

E6) La fornitura di gas naturale attraverso carri cisterna per il trasporto di GNL anziché tramite la rete di metanodotti **espone l'isola al rischio di interruzione delle forniture**, ad esempio, nel caso di scioperi, incidenti stradali, condizioni climatiche particolari, stato della viabilità, etc. con evidenti disagi per i consumatori, mentre la consegna di gas naturale attraverso la rete di metanodotti assicurerebbe invece la continuità delle forniture e la sicurezza negli approvvigionamenti.

Come osservato, il trasporto del gas tramite dorsale ha caratteristiche più favorevoli in termini di continuità delle forniture e sicurezza; si ritiene che le differenze con la soluzione su strada possano essere limitate, anche considerando che si tratta di un servizio essenziale. Il corretto dimensionamento dei depositi satellite può garantire la necessaria riserva.

E7) Un ulteriore aspetto da valutare attentamente riguarda inoltre le possibili problematicità in termini di bilanciamento per le reti di distribuzione in assenza di una Dorsale di trasporto a cui risultino fisicamente interconnesse. La presenza di una rete di trasporto, infatti, per sua natura costituisce uno strumento di flessibilità che può consentire di assorbire efficientemente fabbisogni di modulazione dei consumi delle reti di distribuzione sia su base infra-giornaliera che su più giorni consecutivi.

In assenza della dorsale si assume che il bilanciamento delle reti di distribuzione possa avvenire con il dimensionamento e la corretta gestione della rete di depositi satellite.

Peraltro, il piano del principale DSO prevede già la realizzazione di svariati depositi satellite (75+4) per alimentare le utenze; si è assunto che questa soluzione tenga già conto delle problematiche relative al bilanciamento in modo adeguato.

Tema E: Dorsale vs trasporto su strada

E8) La configurazione con sistema di autocisterne permetterà una diffusione del biometano limitato alle sole aree in prossimità delle reti di distribuzione e con ulteriori limitazioni dovute alla rigidità delle specifiche di gas accettabile, che non potrà beneficiare della miscelazione con i maggiori volumi di gas disponibili se immesso in una rete.

Lo sviluppo del biometano non dipende strettamente dalla presenza di una rete di trasporto; si assume infatti che il biometano possa essere destinato al settore dei trasporti, che costituirà una domanda significativa.

Inoltre, anche per il biometano è plausibile ipotizzare una produzione e un consumo in loco, similmente a quanto ipotizzato per tutti i green gas (meccanismo anche previsto e specificamente incentivato nel DM 2 marzo 2018).

E9) Con la soluzione del trasporto con Autocisterne il mercato di tali servizi si configurerebbe una situazione di rischio di nascita di monopoli/oligopoli di tali trasportatori che potrebbe rendere vani i vantaggi sul prezzo materia prima della configurazione "ISOLA".

In questo studio non si sono operate scelte normativo/regolatorie di tipo specifico; si osserva che tutte le soluzioni pianificate sono compatibili con eventuali scelte normativo/regolatorie che possono essere dispiegate per evitare l'insorgere di monopoli/oligopoli non correttamente gestiti.

E10) Servirebbe un parco automezzi pesanti per soddisfare il fabbisogno previsto di domanda giornaliera invernale dell'isola nell'ordine di circa 150-200 unità, che in presenza di trasporto via tubo sarebbe possibile rimuovere dalla circolazione stradale.

Le autocisterne con il GNL sostituirebbero quelle che circolano già adesso per le strade con gasolio, olio combustibile e GPL tutto l'anno. Le cisterne criogeniche avrebbero tuttavia il vantaggio di minori emissioni, essendo alimentate a loro volta a GNL.

Le stime di RSE valutano un numero inferiore di unità ipotizzando due viaggi giornalieri per ogni unità. In ogni caso, gli effetti delle congestioni sono già tenuti in conto nel calcolo dei costi esterni del trasporto su strada.

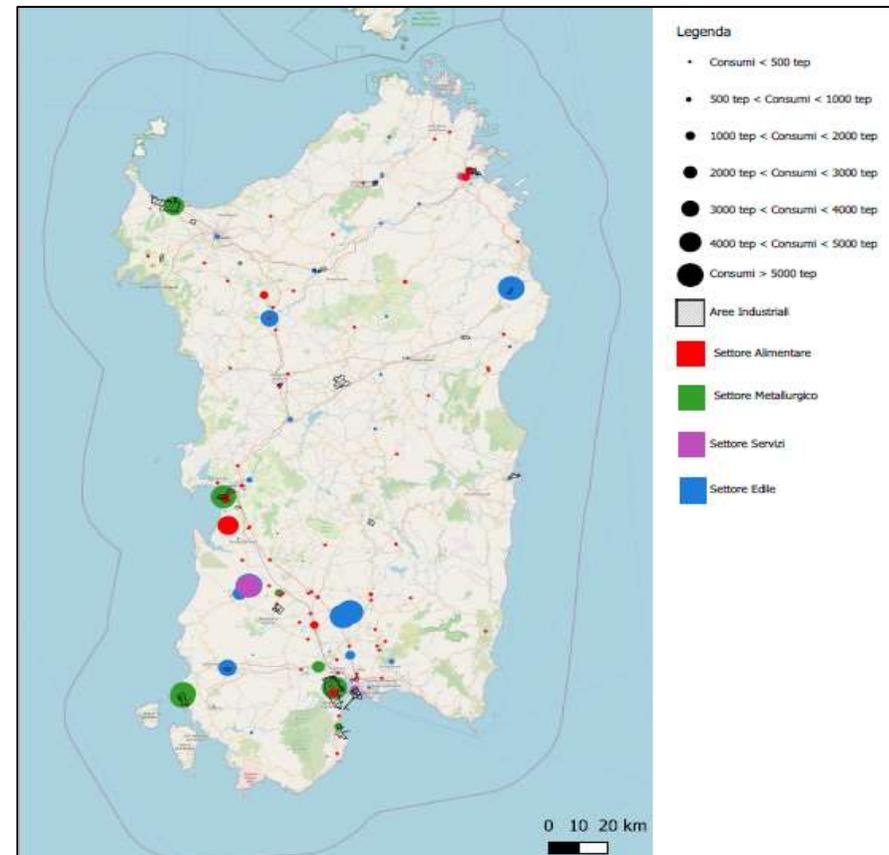
Tema E: Dorsale vs trasporto su strada

E11) Il confronto fra dorsale e trasporto su strada non considera ipotesi intermedie ovvero trasporto su tubo combinato con trasporto stradale per la domanda non raggiunta dalla rete. Proseguire l'analisi esaminando ipotesi intermedie – come prospettato nelle stesse conclusioni dello Studio – riteniamo sia essenziale. Si raccomanda di effettuare un'opportuna un'analisi di sensitività, che metta a confronto soluzioni intermedie rete di trasporto / distribuzione con cisterne criogeniche, considerando anche che il Tratto Sud ha recentemente ottenuto una positiva Valutazione d'Impatto Ambientale.

L'obiezione è condivisa. In questa fase dello studio non si sono analizzate scelte intermedie specifiche per non perdere di vista l'obiettivo generale dello studio medesimo.

Si rimanda a una possibile successiva fase l'esplorazione di soluzioni ingegneristiche alternative, anche basate su tratte di rete destinate a servire le zone a maggior densità di consumo.

Da una prima esplorazione condotta dal DIEE, risulta la mappatura riportata in figura, in cui sono evidenziati i punti di prelievo con volumi significativi, rispetto ai quali è possibile qualche ulteriore affinamento, considerando soluzioni intermedie.



Tema F: Gestione dei depositi satellite

F1) I grandi clienti industriali con consumi superiori a 5 Milioni di mc/anno di gas naturale avrebbero **necessità di forniture di GNL quasi giornaliere** con carro cisterna. Nel caso di installazione di depositi criogenici con volumi di GNL > 110 mc si applicano inoltre gli obblighi della cosiddetta normativa SEVESO.

La possibile esplorazione di soluzioni ingegneristiche di maggior affinamento andrebbe incontro all'esigenze dei grandi clienti industriali, la cui collocazione geografica prevalente risulta compatibile con sviluppi locali di rete.

F2) La gestione di un deposito GNL necessita di un know-how tecnico specifico che potrebbe ulteriormente scoraggiare il consumatore alla conversione a gas naturale dei propri impianti.

RSE non è entrata nel merito di stabilire a chi competa la proprietà e la gestione di questi depositi. Nel caso in cui essa risultasse in capo all'utente industriale, questi potrebbe affidare la gestione dei serbatoi ad un servizio esterno, come viene fatto per la fornitura di altri gas ad uso industriale. Nel caso del GNL in Sardegna, sono già riscontrabili primi esempi di utenti industriali che hanno adottato questa tecnologia.

F3) Inoltre, questi depositi e relativi apparati necessitano di una superficie dell'ordine di 400 mq, alla quale deve essere aggiunta anche l'area da destinare alla manovra dei carri cisterna. Pertanto, tutti gli utilizzatori che non dispongono di tali spazi saranno costretti a rimanere ancorati ai combustibili tradizionali più inquinanti (e.g. BTZ, Gasolio, Area Propanata, GPL, etc.).

Pur non entrando in uno studio di dettaglio di questi casi, si fa rilevare che analoghi spazi sono già necessari per approvvigionarsi dei combustibili in uso.

F4) Viene evidenziato inoltre che nell'analisi della configurazione con Autocisterne, non sembra siano stati considerati i costi operativi per le compressioni e per le vaporizzazioni. Tali costi sono incrementalmente rispetto alla distribuzione via rete in quanto il gas consegnato via condotta necessiterebbe solo degli impianti di regolazione e misura.

Si conferma che tali costi non sono stati inclusi; nella variante con dorsale non sono stati inseriti analoghi costi operativi. Come in simili casi, tali costi operativi potranno essere meglio stimati in una eventuale successiva fase di approfondimento.

Tema G: Costi esterni del trasporto e calcolo delle esternalità ambientali

G1) Si evidenzia come i risultati dello studio in relazione alla **comparazione delle emissioni tra trasporto a mezzo Truck GNL e gasdotto** risultino meritevoli di ulteriori approfondimenti.

- **le emissioni della rete utilizzate da RSE fanno riferimento all'intero sistema di trasporto di Snam Rete Gas** che è caratterizzato dalla presenza di valvole pneumatiche a gas, impianti di compressione e regolazione ed è **in gran parte costituita da metanodotti realizzati diversi anni fa** con le tecnologie al tempo disponibili. Una prima stima effettuata sulla base di una ricostruzione della metodologia RSE evidenzia una **riduzione di circa il 70% delle emissioni fuggitive** rispetto a quelle dello studio
- nella soluzione rete **la valutazione dei costi ambientali ha incluso l'impatto dei lavori di realizzazione della rete. Non sembra sia stato altresì considerato il costo ambientale per la costruzione della flotta di autocisterne e dei componenti connessi alla soluzione Autocisterne** (impianti di scarico GNL, depositi, vaporizzatori ed impianti di compressione, presso gli utenti).

Ipotizzando l'auspicato miglioramento tecnologico e gestionale tale da ridurre del 70% le emissioni fuggitive di metano ipotizzate nello studio il costo esterno complessivo della dorsale si ridurrebbe a 1400 euro/Mm³ (rispetto ai 2238 stimati da RSE).

Per quanto riguarda la fase upstream, lo studio RSE ha considerato i costi esterni delle emissioni (inquinanti e di gas serra) della fase di costruzione della rete gas (dorsale) e quelle associate ai consumi di metano ed elettricità per il funzionamento del metanodotto; mentre per quanto riguarda il trasporto stradale ha considerato solo i costi esterni delle emissioni upstream della produzione dei carburanti usati dai veicoli di trasporto (Tank to Wheel – TTW).

Ciò è avvenuto per la disponibilità di stime di letteratura per le voci citate (rispettivamente data base Ecoinvent e manuale comunitario per la valutazione dei costi esterni dei trasporti). Si noti che, per quanto riguarda i costi esterni della costruzione dell'ipotesi infrastruttura gas, non sono stati inclusi nella stima i danni per gli ecosistemi.

I costi esterni ambientali dei processi upstream della produzione del gas naturale non sono stati considerati, in quanto comuni a entrambi gli scenari di trasporto del gas.



Tema G: Costi esterni del trasporto e calcolo delle esternalità ambientali

Per assicurare piena parità di condizioni del confronto occorrerebbe pertanto considerare anche i costi esterni delle emissioni dovute alla produzione di veicoli pesanti per il trasporto di LNG e dei relativi impianti.

Sulla base dei risultati dei precedenti studi LCA, è lecito attendersi un ordine di grandezza del costo esterno (emissioni) della fase di produzione dei veicoli pari a circa il 10% dei costi esterni delle emissioni complessive, il che significherebbe un costo esterno di circa 73 euro/Mm³ di gas (circa il 4% del totale dei costi esterni stradali ottenuti nello scenario intermedio).

Per quanto riguarda le perdite fuggitive della filiera di distribuzione stradale del GNL, la letteratura disponibile su questo tema presenta lacune e incertezze, che hanno portato a rinunciare a includere una stima. Volendo mantenere parità di condizioni del confronto con la dorsale, seguendo la raccomandazione di adottare il medesimo tasso di perdita della nuova infrastruttura gas si otterrebbero 360 euro/Mm³ di costo esterno (effetto serra), aggiuntivi ai costi esterni della distribuzione stradale.

Con queste modifiche (riduzione dei costi esterni del trasporto con dorsale e aumento dei costi esterni del trasporto su strada) la convenienza della variante ISOLA con trasporto su strada rispetto alla variante con dorsale si ridurrebbe del 5% non cambiando l'ordine di merito tra le due soluzioni.

G2) Chiarimenti su costo CO₂ e calcolo esternalità ambientali

La fonte di letteratura utilizzata è il manuale dei costi esterni dei trasporti dell'UE (Handbook on external costs of transport, 2019).

Nel caso delle emissioni di CO₂, il costo adottato è il valore centrale della forchetta raccomandata dall'Handbook (104 € 2018/t).

Tale valore è stato individuato al termine di una rassegna dei migliori studi di letteratura basati sull'approccio dei costi di mitigazione, coerenti con uno scenario di stabilizzazione a lungo termine delle concentrazioni di CO₂ a 450 ppm (coerenti con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi sul clima di dicembre 2015).

Per quanto riguarda i costi esterni associati alle emissioni inquinanti, i valori raccomandati dall'Handbook comprendono gli effetti sulla salute, sull'agricoltura, sugli edifici e i danni agli habitat/biodiversità.

Tema H: Settore elettrico

H1) Lo studio è sostanzialmente improntato a **valutare soltanto l'efficienza delle nuove infrastrutture gas** inserite da SNAM nel suo piano di sviluppo per la metanizzazione della Sardegna (i.e. dorsale gas e metanodotto Sardegna-Continente) **piuttosto che ad un'ottimizzazione "globale" del sistema energetico sardo**. Infatti, mentre le diverse ipotesi di metanizzazione sono esplorate in maniera dettagliata, le soluzioni alternative basate sulla configurazione ELETTRICO non risultano altrettanto approfondite, **mancando infatti un confronto tra diverse possibili alternative volto ad individuare una soluzione ottimizzata di copertura del fabbisogno**

Dal confronto fra la configurazione con maggior penetrazione del vettore elettrico (ELETTRICO) e quelle con maggiore ricorso al gas naturale (ISOLA e CONTINENTE), quest'ultime risultano maggiormente convenienti, nel medio termine, per fattori peculiari del contesto isolano, nonché per le ipotesi adottate:

- i costi chiavi in mano delle tecnologie sono stati assunti leggermente più elevati della media nazionale,
- il load factor delle pompe di calore è risultato di molto inferiore alla media nazionale e, infine,
- i costi relativi alle scelte già operate in materia di distribuzione del gas sono stati considerati come già parzialmente sostenuti.

Il vettore elettrico può risultare già più conveniente in talune condizioni (a partire dai bacini dove non sono stati avviati i lavori per la realizzazione di reti di distribuzione gas) e, in ogni caso, risulta maggiormente funzionale alla decarbonizzazione di lungo termine.

H2) Richiesta di inserimento del **Tyrrhenian link** nella valutazione, **ripartizione territoriale costi-benefici**

Tra i progetti infrastrutturali analizzati, si evidenzia come il Tyrrhenian Link sia l'unico per il quale costi e benefici travalicano il perimetro regionale considerato per lo studio e risulterebbero inoltre di difficile ripartizione tra Sicilia, Sardegna e Continente. I costi e i relativi benefici non sono stati contabilizzati nello studio, al pari dei costi della capacità termoelettrica aggiuntiva da realizzare in Sardegna come possibile alternativa; ciò ha comportato una duplicazione dello sforzo modellistico, considerando per ogni configurazione infrastrutturale la doppia possibilità, con o senza Tyrrhenian Link.

Così facendo, la presenza o assenza del collegamento è stata correttamente considerata, in termini di impatto sui volumi di gas.

Tema H: Settore elettrico

H3) Richieste di ulteriori analisi sul sistema elettrico

- Richieste di sensitivity su rinnovabili, accumuli, generazione termoelettrica
- Richiesta di condurre analisi sia in condizioni standard sia in condizioni di stress per la rete
- Richiesta di trovare soluzioni per il phase out al 2025

Le analisi sul sistema elettrico condotte da RSE per questo studio sono state limitate alla configurazione delineata nello scenario PNIEC per il solo anno 2030 mentre non sono state approfondite ulteriori varianti.

Lo studio ha preso a riferimento lo sviluppo delle fonti rinnovabili dello scenario PNIEC, ha considerato la disponibilità o meno della principale opera infrastrutturale elettrica proposta, il Tyrrhenian Link, e ha valutato la necessaria quantità di generazione termoelettrica e di sistemi di accumulo per garantire la sicurezza del sistema e ridurre le overgeneration a livelli accettabili.

L'interesse prevalente era infatti valutare l'impatto sui consumi gas delle diverse configurazioni del sistema elettrico, piuttosto che individuare la configurazione elettrica ottima.

Le simulazioni dello studio tengono comunque in debito conto il ruolo dei sistemi di accumulo sia idroelettrici che elettrochimici, che sono opportunamente dimensionati ai fini di una adeguata integrazione delle fonti rinnovabili e dell'esercizio in sicurezza del sistema. Le simulazioni del sistema elettrico utilizzate per lo studio sono orarie su un orizzonte annuale e tengono conto della disponibilità di adeguati margini di riserva per l'esercizio in sicurezza del sistema.

H4) Chiarimenti sul parco di generazione a gas 2030

Il fatto di aver considerato la tecnologia OCGT (in linea peraltro con quanto fatto da Terna nello scenario PNIEC del piano di sviluppo), non deriva da un confronto tecnico/economico con la più efficiente ma più costosa in termini di CAPEX tecnologia CCGT; tale scelta, corrispondente ad un maggiore fabbisogno di gas naturale, risulta maggiormente cautelativa ai fini dello studio.

Tema H: Settore elettrico

H5) 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: 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).

Le citate differenze sono conseguenza del fatto che

- Terna considera le risorse abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento secondo il quadro regolatorio attuale, mentre
- RSE si pone in un quadro futuro, conseguente alla riforma posta in atto da ARERA, che vede il coinvolgimento anche di risorse distribuite, sistemi di accumulo elettrochimici e fonti rinnovabili non programmabili.

H6) Costi veicoli elettrici (EV) ritenuti troppo alti

L'evoluzione del costo dei veicoli elettrici è stata cautelativa. Assumendo ipotesi più ottimistiche aumenterebbe il risparmio della configurazione ELETTRICO rispetto alla BASE (stima di circa 0,5 miliardi), non cambiando però l'ordine di merito rispetto alla configurazione ISOLA

H7) Sottostima del potenziale di sviluppo delle FER, in particolare nella configurazione ELETTRICO

Per il potenziale FER ci si è riferiti a quanto previsto per il PNIEC. Anche nella configurazione ELETTRICO si presuppone lo stesso sviluppo delle FER previsto nello scenario PNIEC; non sono state fatte analisi di sensitivity ipotizzando potenziali più alti di sviluppo delle FER.



Grazie per l'attenzione!