



**OSSERVAZIONI ALLO STUDIO RSE:
APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO
DELLA REGIONE SARDEGNA
(ANNI 2020-2040)**

21 Settembre 2020



INDICE

1. CONSIDERAZIONI GENERALI.....	2
2. RUOLO DELLE INFRASTRUTTURE GAS NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA	4
3. ECONOMICITA' DELLE CONFIGURAZIONI INFRASTRUTTURALI	7
4. SICUREZZA DELLE FORNITURE NELLE CONFIGURAZIONI INFRASTRUTTURALI	13
5. SOSTENIBILITA' AMBIENTALE DELLE CONFIGURAZIONI INFRASTRUTTURALI	17



1. CONSIDERAZIONI GENERALI

Il presente documento illustra le osservazioni di Snam al documento *“Studio RSE: Approvvigionamento energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040)”* predisposto ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019 e pubblicato nel corso del mese di agosto 2020. La scrivente Società conferma la disponibilità per qualunque ulteriore approfondimento l'Autorità intenda effettuare, anche in relazione alle analisi ed alle considerazioni di seguito riportate.

Le valutazioni contenute nello studio RSE evidenziano come l'introduzione del metano nel sistema energetico sardo porterebbe vantaggi sia a livello di sistema che a livello di clienti finali grazie alla progressiva sostituzione nel tempo di combustibili ambientalmente meno sostenibili e più costosi come olio combustibile, gasolio e GPL, e non da ultimo il carbone. Dal confronto fra le varie configurazioni di sviluppo infrastrutturale esaminate, quelle con maggiore ricorso al gas naturale risultano nel medio termine maggiormente convenienti rispetto a quella che prevede una maggior penetrazione del vettore elettrico. In particolare, lo studio evidenzia come tra le diverse configurazioni infrastrutturali “fisiche”, costruite sulla base del contesto normativo attuale, quella che risulta più vantaggiosa (c.d. CONTINENTE) preveda la realizzazione di due depositi costieri (di cui uno con rigassificatore), la realizzazione di un gasdotto “Sealine” che collega la Sardegna al continente e la costruzione della rete energetica sarda (dorsale gas). Nel merito, si ritiene che tale configurazione, 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 del sistema 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. Tale configurazione costituisce, altresì, il necessario presupposto per accompagnare in maniera efficiente l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema energetico (ivi incluso l'idrogeno).

Tuttavia, non si ritengono condivisibili le ulteriori valutazioni contenute nel rapporto RSE che individuerebbero come soluzione ottimale una configurazione (c.d. ISOLA) che preveda un trasporto mediante un numero elevato di cisterne criogeniche su gomma e bettoline. Tale configurazione ritenuta preferibile da RSE sotto il profilo dei



costi, apparentemente inferiori seppur in misura limitata rispetto all'alternativa fisica, è motivata nello studio sulla base di considerazioni riconducibili a una penetrazione reale del metano in Sardegna inferiore rispetto agli scenari di sviluppo stimati nonché alla sostenibilità nel lungo termine degli investimenti in relazione all'incertezza sulle reali possibilità di riutilizzo degli stessi per il trasporto di idrogeno verde.

Nell'ambito della presente consultazione la scrivente Società intende fornire ulteriori elementi ed osservazioni che si auspica possano essere utili ai fini dell'individuazione della configurazione infrastrutturale ottimale per la Sardegna. Tali considerazioni, come meglio delineato nei successivi paragrafi, sono riconducibili a differenti ordini di ragioni: (i) ruolo essenziale che le infrastrutture gas potranno avere nel processo di transizione energetica anche nel lungo termine; (ii) valutazioni di natura economica relative ai costi delle differenti configurazioni infrastrutturali esaminate; (iii) aspetti legati alla sicurezza ed alla continuità delle forniture; (iv) sostenibilità ambientale delle differenti soluzioni infrastrutturali analizzate.

Resta intesa la necessità di mantenere la coerenza con le evoluzioni normative di recente approvazione.



2. RUOLO DELLE INFRASTRUTTURE GAS NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

Nell'ambito delle strategie della Comunità Europea e nazionali di diversi Paesi le infrastrutture del gas stanno progressivamente assumendo un ruolo centrale nella transizione verso una economia a basse emissioni di carbonio, costituendo di fatto un tassello essenziale per l'integrazione delle fonti rinnovabili gas ed elettriche nel sistema energetico del futuro.

Più in particolare, come meglio precisato nelle strategie della Commissione Europea *"Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration"* (Luglio 2020) e *"A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe"* (Luglio 2020) la presenza di infrastrutture gas tra loro strettamente interconnesse risulta essenziale per l'integrazione delle fonti rinnovabili (in primis idrogeno verde prodotto da eolico e fotovoltaico):

"The existing gas network provides ample capacities across the EU to integrate renewable and low-carbon gases and repurposing gas network for hydrogen applications may provide in some cases a cost-efficient solution, including to transport renewable hydrogen from offshore renewable electricity parks".

"Renewable gases and liquids produced from biomass, or renewable and low-carbon hydrogen can offer solutions allowing to store the energy produced from variable renewable sources, exploiting synergies between the electricity sector, gas sector and end-use sectors."

"Elements of the existing pan-European gas infrastructure could be repurposed to provide the necessary infrastructure for large-scale cross-border transport of hydrogen. Repurposing may provide an opportunity for a cost-effective energy transition in combination with (relatively limited) newly built hydrogen dedicated infrastructure."

"It is expected that a hydrogen network in Germany and the Netherlands may consist of up to 90% of the of repurposed natural gas infrastructure".

In secondo luogo, numerosi studi internazionali sviluppati da primarie società del settore e istituti di ricerca, evidenziano come le infrastrutture gas possano fornire un contributo essenziale alla decarbonizzazione dei sistemi energetici, in una prima fase attraverso la miscelazione (*"blending"*) di gas rinnovabili con gas naturale e nel lungo termine attraverso una loro riconversione per il trasporto di miscele con contenuti fino



al 100% di idrogeno. Vengono di seguito riportati alcuni estratti di tali studi rimandando alla nota a piè di pagina per i riferimenti a una bibliografia maggiormente esaustiva¹.

“Several studies have considered the possibility of conversion of existing natural gas pipelines to carry hydrogen. These studies cover a range of possibilities from blending up to around 20 per cent hydrogen with natural gas, to a complete switch to 100 per cent renewable hydrogen”. (Oxford Institute for Energy Studies – March 2020)

“H21 has already proved conversion of the existing gas grid to carry 100% hydrogen is technically possible and economically viable”. (H21 Leeds City Gate report – 2016).

“A thorough assessment of three scenarios (focusing respectively on strong electricity, green methane or hydrogen end-use) shows that a scenario based on electricity and gas sector coupling where hydrogen plays a central role would offer the least-cost outcome, while also allowing to value existing gas assets. Further analysis of the role of hydrogen and of strategies for a stepwise development of 100% hydrogen network “islands” is worth exploring”. (Trinomics – April 2020)

“Blending hydrogen into the existing natural gas pipeline network has been proposed as a means of increasing the output of renewable energy systems such as large wind farms. If implemented with relatively low concentrations, less than 5%–15% hydrogen by volume, this strategy of storing and delivering renewable energy to markets appears to be viable without significantly increasing risks associated with utilization of the gas blend in end-use devices (such as household appliances), overall public safety, or the durability and integrity of the existing natural gas pipeline network”. (U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy US Department – March 2013).

“Existing natural gas pipelines need little modification to be fit for 100% hydrogen transport as the pipeline materials are generally fit for hydrogen transport as well. Initial discussions with manufacturing companies suggest that the capital cost of repurposing existing pipelines represents 10-25% of that of building new dedicated hydrogen pipelines”. (Navigant – July 2020)

“The Get H2 Initiative aims to establish nationwide hydrogen infrastructure in Germany, backed up by more than 30 hydrogen-related companies and institutions. The vision is for a 5,900 km hydrogen grid (Figure 57), connecting both local renewable H2 production and

¹ “Hydrogen and decarbonisation of gas: false dawn or silver bullet?” (Oxford Institute for Energy Studies – March 2020); <https://www.h21.green/>; “Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure” (Trinomics – April 2020); “Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues” (U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy US Department – March 2013); “RR1047 Injecting hydrogen into the gas network - a literature search” (HSE- UK Health and Safety Executive – 2015); “Hydrogen - decarbonising heat” (DNVGL – 2017); <https://www.dvgw.de/english-pages/topics/gas-and-energy-transition/hydrogen->



international imports with industrial demand from steelmakers, oil refineries and basic chemicals manufacturers. The plan is to create 90% of the network by converting existing gas infrastructure to hydrogen. It is estimated that converting gas pipelines to hydrogen results in a total spend that is 10-20% of the cost of constructing a dedicated pipeline from scratch” (Global Gas Report 2020 – September 2020).

Infine, la stessa International Renewable Energy Agency (IRENA), richiamata nello studio RSE in relazione alle prospettive di lungo periodo delle reti di trasporto gas, evidenzia come:

“Joint use of the natural gas infrastructure for hydrogen and natural gas might be a win-win transition strategy. For hydrogen, this would allow for a scale-up of production from renewables and from the electrolyser industry by tapping into large, existing demand and its supply chain, in particular gas pipeline infrastructure. This, in turn, can help leverage the role of natural gas as a low-carbon transition fuel. Economies of scale to drive cost reductions in hydrogen production from renewables are a priority (IRENA, 2018a). Gradually increasing the share of hydrogen that can be accommodated by the gas infrastructure can provide reliable long-term signals for large-scale deployment of electrolysis from renewable electricity”.

Sulla base di quanto sopra richiamato (a titolo esemplificativo ma non esaustivo), si ritiene che gli investimenti sulle reti di trasporto di gas oggetto della presente analisi costituiscano la soluzione ottimale non solo nel breve/medio termine ma anche nel lungo termine in relazione alla possibilità di riutilizzo degli stessi per il trasporto e il parziale stoccaggio (attraverso il line-pack) di idrogeno verde e più in generale di gas rinnovabili a costi competitivi. In tale prospettiva, si ritiene che lo sviluppo del sistema energetico italiano, in analogia con quanto prospettato in altri Paesi europei, debba essere promosso facendo leva sulla diffusa dotazione infrastrutturale di cui dispone nel settore del gas (reti di trasporto, stoccaggi, terminali GNL), con l'obiettivo di raggiungere i target di decarbonizzazione secondo un sentiero di minimo costo, a beneficio di famiglie e imprese italiane incluse quelle sarde.

[and-the-energy-transition/](#); “Global Gas Report 2020” (Snam-IGU-BloombergNEF – Settembre 2020); “European Hydrogen Backbone” (Navigant – July 2020).



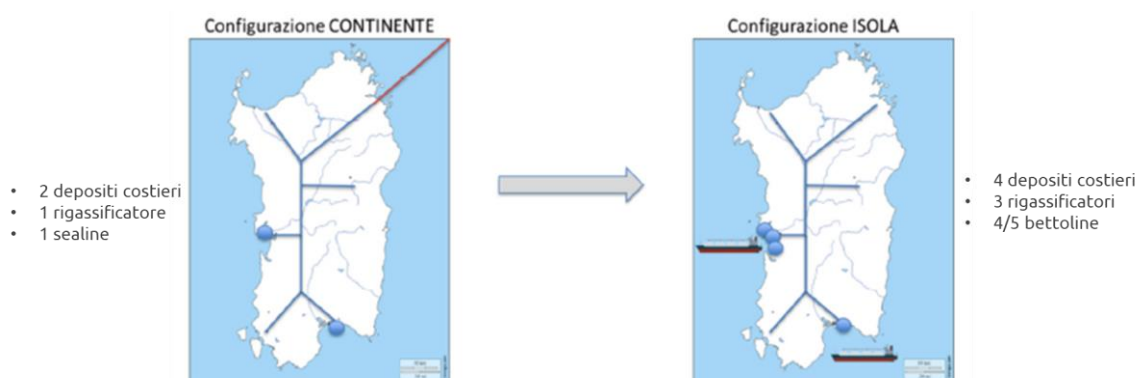
3. ECONOMICITA' DELLE CONFIGURAZIONI INFRASTRUTTURALI

In merito alla economicità delle diverse configurazioni infrastrutturali prospettate nello studio RSE, si ritiene opportuno richiamare l'attenzione dell'Autorità su fatto che le configurazioni infrastrutturali che prevedono la realizzazione di sistemi di trasporto mediante gasdotti sono caratterizzate da una vita utile delle infrastrutture di almeno 50 anni², a differenza delle soluzioni che prevedono sistemi di trasporto alternativi al gasdotto caratterizzate da vita utile inferiori e pari a meno della metà. Nelle analisi elaborate pertanto il confronto non appare omogeneo: andrebbero infatti considerati i costi infrastrutturali che risulterebbe necessario sostenere nelle configurazioni alternative al trasporto mediante gasdotti per soddisfare la domanda oltre il 2040 (anno in cui i fabbisogni di consumo sono altresì stimati arrivare a regime) sia essa costituita da gas naturale, idrogeno, biometano o altri gas rinnovabili o alternativamente considerare solo la quota parte dei costi dei gasdotti che incide nel periodo di analisi considerato (20 anni su 50 anni). Tale considerazione sarebbe sufficiente di per sé per più che dimezzare i costi delle configurazioni con trasporto mediante gasdotti rispetto a tutte le altre oggetto di comparazione.

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'orizzonte ventennale di valutazione 2020-2040, inferiore al 10% dei costi di sistema e delle esternalità ambientali. Come precedentemente indicato, i costi associati al trasporto via tubo andrebbero dimezzati per renderli confrontabili con quelli associati alla Virtual Pipeline andando di fatto a più che compensare la differenza tra le due configurazioni.

² Da considerare in relazione al potenziale legato al riutilizzo della dorsale e della sealine per il trasporto di green gas (in primis idrogeno verde).

Figura 1 – Configurazione CONTINENTE vs ISOLA



Inoltre, nonostante la sopracitata disomogeneità, si rileva come una porzione consistente di tale differenza (stimata nell'ordine di circa 100 milioni di euro³) sia da ricondurre all'ipotesi per la configurazione CONTINENTE di prevedere fino all'entrata in esercizio della Seahorse (ossia nei primi 5 anni di analisi) un approvvigionamento "a mercato". Ove fosse prevista durante il periodo transitorio anche per la configurazione CONTINENTE un approvvigionamento secondo lo schema "Virtual Pipeline", la differenza tra le due configurazioni risulterebbe del 5%, rendendo comunque le due alternative pressoché analoghe⁴. 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 Seahorse l'applicazione di uno schema transitorio "Virtual Pipeline".

La *sensitivity* effettuata sulla configurazione ISOLA - considerando un trasporto in Sardegna a mezzo di Truck GNL in luogo della dorsale – evidenzerebbe inoltre secondo le stime dell'RSE una convenienza nell'ordine di 400 milioni di euro, rispetto alle configurazioni che prevedono la realizzazione della Dorsale. In tale ambito si osserva quanto segue.

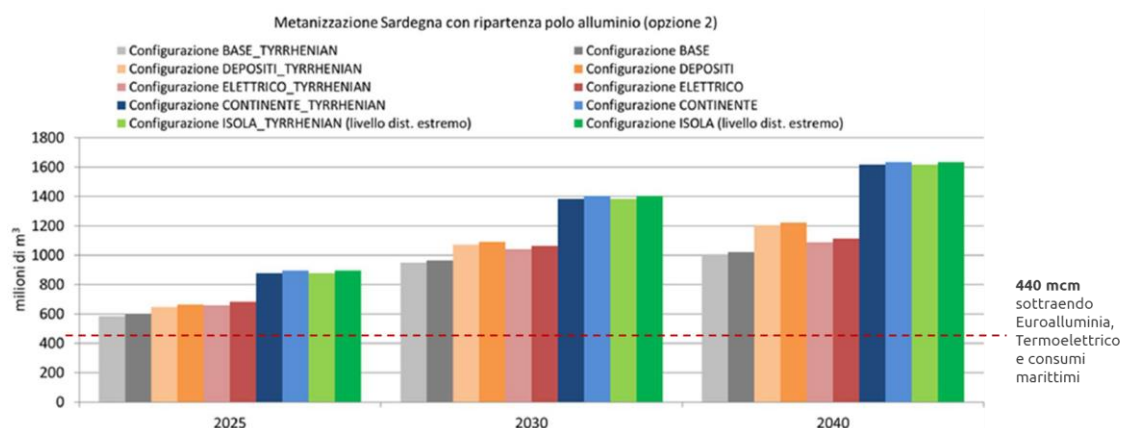
In primo luogo, RSE assume che i volumi relativi alla filiera dell'alluminio, al termoelettrico e ai bunkeraggi marittimi siano riforniti mediante la realizzazione di

³ Tale valore rappresenta la differenza del costo di approvvigionamento del GNL nei primi 5 anni di analisi nelle ipotesi prezzo a mercato e allineato a PSV.

⁴ Le due configurazioni non avrebbero differenze particolare in termini di costi infrastrutturali in quanto la soluzione CONTINENTE prevedrebbe comunque la realizzazione di due depositi e un rigassificatore (sufficienti a soddisfare la

depositi costieri locali dedicati, in quanto i relativi fabbisogni non risulterebbero soddisfacenti tramite Truck⁵, ipotizzando pertanto volumi di gas trasportati mediamente nel periodo oggetto di analisi pari a 440 milioni di Sm³/anno, sensibilmente inferiori alle stime di mercato elaborate dallo stesso RSE (volumi a regime pari a circa 1,6 miliardi di m³/anno nell'Opzione 2 che prevede una ripresa del polo dell'alluminio e che viene utilizzata come base nelle comparazioni tra le diverse configurazioni infrastrutturali).

Figura 2 – Domanda gas considerata da RSE per fornitura via Truck GNL (Opzione 2)



Questa assunzione, utilizzata nelle comparazioni, limita il fabbisogno di trasporto attraverso la dorsale, che al contrario è stata dimensionata per rifornire volumi massimi anche oltre i valori stimati da RSE, disottimizzandone l'utilizzo e riducendo in modo rilevante la significatività del confronto tra le due configurazioni.

L'assunzione di prossimità di tali futuri depositi costieri (più correttamente rigassificatori) rispetto ai consumi della filiera dell'alluminio e del termoelettrico (peraltro solo accennata nello studio RSE, senza alcun approfondimento) postula inoltre la fattibilità tecnica e ambientale degli stessi, allo stato interamente da dimostrare non essendo disponibile alcuna valutazione di dettaglio in merito.

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; qualora le stesse non fossero ottenute la dorsale diventerebbe l'unica

domanda iniziale) e l'eventuale bettolina necessaria al rifornimento di GNL nei primi 5 anni potrebbe essere noleggiata o eventualmente ceduta al termine del periodo di utilizzo.

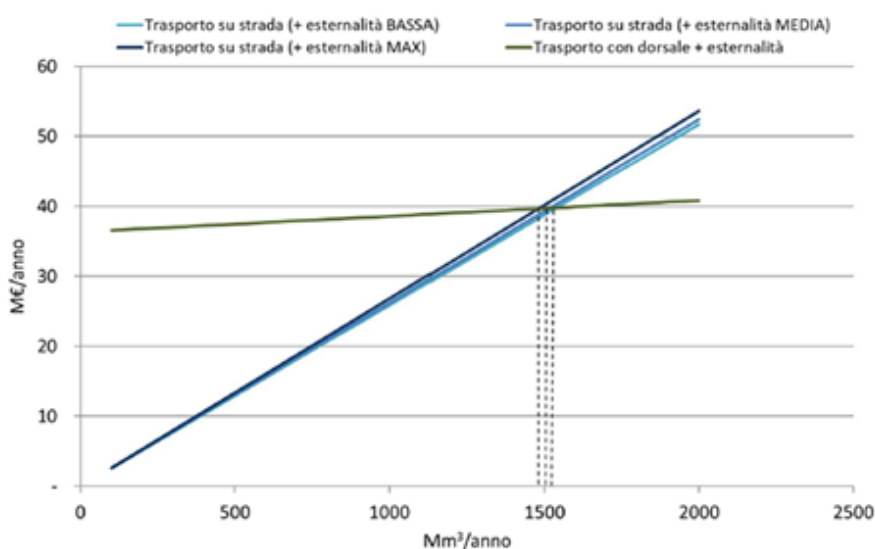
⁵ In considerazione del numero di consegne di carichi che sarebbe necessario prevedere giornalmente per garantire la copertura del relativo fabbisogno.

configurazione possibile per alimentare tali utenze, duplicando i costi sostenuti per sviluppare la soluzione a mezzo Truck.

Si segnala altresì come i livelli di *build up* della domanda ipotizzati da RSE nei diversi settori al 2025, 2030 e 2040 appaiano conservativi, sia sulla base delle esperienze maturate in precedenti processi di metanizzazione che in relazione alla competitività del gas naturale rispetto agli altri combustibili disponibili in Sardegna. In base a tali evidenze, risulterebbe ragionevole attendersi tassi di sostituzione più accelerati, che conseguentemente renderebbero ancora più appropriate le configurazioni infrastrutturali che prevedono la realizzazione di una dorsale di trasporto rispetto a un trasporto via Truck GNL.

Inoltre, secondo quanto riportato nello studio RSE (Figura 3 e figura 8.1) il costo di trasporto mediante tubo diventerebbe più competitivo di quello su strada esclusivamente per volumi superiori a volumi superiori a 1,5 miliardi di m³ anno.

Figura 3 – Valutazione RSE su competitività trasporto via tubo e via truck



Nel rilevare che, in ogni caso, la soluzione con dorsale rappresenta la soluzione più sicura ed affidabile rispetto ai vari possibili scenari, va altresì evidenziato come una comparazione corretta tra le due configurazioni di trasporto richieda, oltre che una annualizzazione del costo in base alla effettiva vita delle infrastrutture (50 anni per i metanodotti e meno della metà nel caso di trasporto mediante Truck), l'inclusione nel confronto di tutti i costi da sostenere per rendere disponibile un m³ gassoso in

corrispondenza delle reti di distribuzione e/o dei clienti finali direttamente serviti (inclusendo pertanto nel caso di trasporto mediante Truck di GNL il costo dei depositi criogenici/vaporizzatori). In tale confronto (oltre a non essere stati inclusi nelle curve di cui in Figura 3) nella configurazione di trasporto a mezzo Truck, dalle informazioni rese disponibili nello studio, sembrerebbe altresì che i costi delle infrastrutture addizionali da realizzare (depositi/vaporizzatori) valutati in circa 150 milioni di euro siano sottostimati. Questo in quanto non sembrano considerare la totalità dei serbatoi criogenici e dei vaporizzatori necessari in corrispondenza dei bacini ancora da sviluppare nonché dei clienti industriali che non verrebbero allacciati alle reti di distribuzione. Sulla base delle informazioni disponibili e delle valutazioni effettuate dalla scrivente Società risulterebbe necessario installare complessivamente tra 300 e 350 depositi e vaporizzatori, per un costo complessivo tra 220 e 260 milioni di euro⁶. In base alle considerazioni sopra riportate si è pertanto provveduto ad un ricalcolo dei costi di trasporto nel caso di trasporto a mezzo Dorsale e Truck GNL, rappresentativo del costo annuo di trasporto che verrebbe sostenuto dai consumatori sardi, rappresentato nella figura seguente.

Figura 4 – Correzione della comparazione costo trasporto via tubo vs via truck GNL



⁶ Per ciascun serbatoio e vaporizzatore addizionale si è considerato un costo medio di circa 0,7 milioni di euro per gli impianti di media dimensione e circa 2 milioni di euro per impianti maggiori di 110 m³ liquidi. Andrebbe inoltre approfondita la valutazione dei costi di manutenzione, associati sia alla gestione ordinaria che straordinaria dei depositi criogenici e relativi vaporizzatori, che si ritiene possano risultare particolarmente significativi per le utenze industriali; si tratta di impianti complessi che necessitano di sofisticate pompe e valvole progettate per operare con pressioni elevate e a temperature di - 160 C°.



Dalle analisi effettuate, il trasporto di gas mediante tubo risulterebbe quindi maggiormente conveniente rispetto a quello via Truck, rendendo di fatto la configurazione con dorsale preferibile⁷.

Da ultimo si evidenzia come la configurazione ISOLA con un trasporto effettuato a mezzo di Truck GNL esporrebbe il mercato sardo a situazioni di rendita oligopolistica da parte di un numero limitato di fornitori del servizio. Questo aspetto risulta particolarmente critico in quanto, oltre a sottostimare il costo effettivo che verrebbe potenzialmente sostenuto in tale configurazione, renderebbe di fatto inutile (a meno di ulteriori interventi normativo/regolatori) qualunque meccanismo di correlazione volto a far sì che il prezzo del gas consegnato in Sardegna sia allineato alle condizioni di prezzo del PSV. In pratica il beneficio connesso ad un costo di approvvigionamento del gas in Sardegna a prezzi analoghi a quelli del continente potrebbe essere trattenuto in larga parte (se non addirittura nella sua totalità) dai fornitori del servizio di trasporto a mezzo truck ovvero dai venditori invece di essere trasferito ai clienti sardi che si troverebbero ancora a pagare un costo dell'energia superiore agli altri consumatori italiani.

In merito alla comparazione delle configurazioni va altresì considerato come le valutazioni RSE sembrerebbero prevedere nella configurazione ISOLA con Truck GNL la realizzazione di un solo deposito addizionale per il rifornimento di Euroallumina e per il settore termoelettrico. Tale valutazione andrebbe approfondita in quanto un solo deposito potrebbe non risultare la soluzione tecnicamente più efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di consumo, anche in relazione alla localizzazione dei relativi impianti.

⁷ Andrebbero inoltre approfondite nell'ambito delle analisi eventuali disottimizzazioni nei costi di trasporto che potrebbero emergere in conseguenza di tragitti dei Truck effettuati non a pieno carico.



4. SICUREZZA DELLE FORNITURE NELLE CONFIGURAZIONI INFRASTRUTTURALI

Si rileva come le analisi condotte da RSE, pur richiamandoli in più punti del documento, non provvedano a fornire alcuna valorizzazione degli aspetti di sicurezza, continuità e affidabilità del servizio che la configurazione con trasporto a mezzo gasdotto sarebbe in grado di garantire per il sistema Sardo rispetto a configurazioni di trasporto alternative.

Applicando la metodologia di stima prevista dai *“Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”* approvata dall’Autorità con deliberazione 230/2019/R/gas, il costo associato ad ogni giorno di mancata fornitura del mercato sardo (*“cost of gas disruption”*)⁸, risulterebbe pari a circa 10-20 milioni di euro/giorno in funzione dello sviluppo della domanda. In tale ambito, va osservato come in assenza di un trasporto via tubo, il sistema energetico sardo sarebbe esposto a un rischio più elevato di interruzione delle forniture connesso al possibile verificarsi di una molteplicità di eventi quali a titolo esemplificativo:

- condizioni climatiche avverse (e.g. meteo-marine in relazione alla localizzazione dei futuri depositi, e o sul territorio);
- fermate straordinarie e non programmate dei depositi e/o dei rigassificatori asserviti alla filiera dell’alluminio e del termoelettrico;
- incidenti stradali o situazioni di traffico locale che impediscano o ritardino il rifornimento in alcune aree dell’isola;
- maggiore complessità della catena logistica (terminali, bettoline, depositi costieri, truck GNL, depositi locali, vaporizzatori locali);
- scioperi e/o altre situazioni che possano limitare un corretto svolgimento del servizio di trasporto (da non dimenticare le difficoltà incontrate nel settore dei trasporti stradali nel periodo di pandemia).

Alla luce di quanto sopra basterebbe il verificarsi di una condizione di mancata fornitura per la domanda della Sardegna per 1-2 giorni all’anno nel periodo oggetto di analisi per azzerare la differenza di 400 milioni di euro tra le due configurazioni esaminate.

⁸ Stimato sulla base della domanda giornaliera media indicata da RSE nel trasporto a mezzo Truck di GNL.



Va poi evidenziato come un trasporto via Truck richieda l'identificazione di numerosi siti in corrispondenza delle reti di distribuzione e degli impianti dei clienti industriali che consentano l'installazione e la gestione dei depositi criogenici e dei vaporizzatori. In particolare, va considerato come il trasporto via Truck GNL potrebbe risultare particolarmente problematico per il comparto industriale in termini di sicurezza e continuità delle forniture. I consumi di alcuni clienti industriali potrebbero richiedere infatti consegne di GNL giornaliere o anche più frequenti per soddisfarne il relativo fabbisogno e la localizzazione di alcuni impianti potrebbe rendere l'approvvigionamento particolarmente complesso. Vanno inoltre considerate le ulteriori problematiche connesse ai possibili danni in caso di blocco della produzione nonché le ripercussioni sul traffico stradale (che risulterebbe verosimilmente congestionato a livelli superiori da quelli stimati dall'RSE). Considerando infatti l'utilizzo di autobotti da 40 m³ liquidi (equivalenti a circa 24.000 Smc gassosi) per l'alimentazione di un cliente industriale con un consumo di 10 Milioni di Smc/anno, risulterebbero necessarie oltre 400 consegne all'anno. Il rifornimento continuativo dei serbatoi risulterebbe quindi un aspetto particolarmente critico per la produzione (potenzialmente da garantire anche oltre il normale orario lavorativo) e sarebbe estremamente influenzato da fattori esogeni al di fuori del controllo del cliente (condizioni climatiche e del manto stradale, presenza di incidenti lungo il tragitto, eventuali scioperi del comparto trasporti etc). In generale, alla luce di quanto sopra, per clienti industriali con consumi superiori a 5 Milioni di mc/anno⁹ (casistica di cliente già oggi alimentato in Sardegna a mezzo Truck che si trova ad affrontare problematiche di effettiva disponibilità di GNL) sarebbe quindi preferibile dotarsi di serbatoi criogenici di dimensioni superiori a 110 m³ liquidi, che tuttavia rientrerebbero nell'ambito di applicazione della normativa Seveso, con tutte le complessità di natura autorizzativa e gestionale che tale classificazione comporta¹⁰. Va altresì considerata la complessità per una società industriale di dover gestire un deposito criogenico e un vaporizzatore, con problematiche legate alla gestione di un fluido stoccato a -160 gradi e del relativo "boil off" (ovvero metano che passa dalla fase liquida alla fase gassosa all'interno dei serbatoi). Impianti di questo tipo necessitano di un presidio costante da parte di personale altamente specializzato per il monitoraggio dei parametri di funzionamento e degli aspetti di sicurezza, anche durante le fasi di inoperatività dell'impianto.

⁹ Stimati per circa clienti 10 sul territorio sardo.

¹⁰ I singoli utenti industriali si troverebbero a dover gestire un impianto GNL per il quale non hanno un know-how specifico.



A questo si andrebbe inoltre a sommare la necessità di rifacimento stradale di alcune vie di accesso ad alcuni impianti che attualmente renderebbero impossibile l'accesso ai Truck, stimate in circa 25 milioni di euro¹¹. Alla luce delle problematiche sopra evidenziate, si segnala come nelle interlocuzioni avute in questi mesi sul territorio, molti clienti industriali abbiano evidenziato come in caso di mancata realizzazione del sistema di trasporto (Dorsale) preferirebbero continuare ad approvvigionare il loro fabbisogno energetico mediante altri combustibili. Sempre in tale ambito, i clienti hanno evidenziato come al contrario la presenza di un sistema di trasporto gas sicuro e integrato – in grado di garantire forniture affidabili a prezzi competitivi – porrebbe le basi per l'effettuazione di scelte di incremento della produzione, con effetti estremamente positivi sul tessuto economico della Regione. In sintesi, si ritiene che la soluzione di trasporto a mezzo Truck di GNL considerata nello studio RSE presenti numerose ed elevate complessità dal punto di vista della sicurezza e della gestione operativa (molto maggiori di quanto rappresentato), in alcuni casi non percorribile e non adatta alle esigenze specifiche delle utenze che dovrebbe soddisfare.

Un ulteriore aspetto da valutare attentamente riguarda inoltre le possibili problematiche 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 caso di interconnessione con il continente il sistema sardo potrebbe anche beneficiare del sistema di stoccaggi presente sul territorio nazionale. In sua assenza il bilanciamento dovrebbe essere garantito dallo stretto coordinamento dei vari soggetti presenti lungo tutta la filiera, ossia operatori dei depositi di GNL, differenti società che gestirebbero il trasporto di GNL via Truck e gestori delle reti di distribuzione, con conseguenti complessità e rischi connessi. Un livello di flessibilità analogo a quello di una rete di trasporto richiederebbe altresì un dimensionamento dei serbatoi sufficiente ad assorbire le fluttuazioni (e/o la presenza di *back-up*) con conseguenti incrementi di costo. Sempre in tale ambito va evidenziato come nel sistema gas nazionale siano state introdotte regole (anche in applicazione delle normative comunitarie in materia) volte a creare un sistema di bilanciamento gas basato su meccanismi di mercato, in

¹¹ Analisi effettuate da Enura con il supporto di primarie società di consulenza.



grado di favorire l'emergere di riferimenti di prezzo trasparenti ed affidabili, riflettere opportunamente il valore delle risorse impiegate nonché un utilizzo efficiente delle infrastrutture da parte degli operatori commerciali. I benefici connessi a tale assetto non potrebbero essere colti da una configurazione ISOLA con trasporto a mezzo truck.

Va inoltre considerato come il trasporto gas a mezzo della dorsale - grazie alla sua maggiore sicurezza in termini di continuità delle forniture – sia in grado di garantire anche una più elevata sicurezza per il sistema elettrico in relazione ai fabbisogni di produzione termoelettrica. La presenza di centrali termoelettriche a gas alimentate tramite gasdotto renderebbe maggiormente sicura la disponibilità di capacità di generazione richiesta, come rilevato dallo stesso RSE, per il mantenimento in sicurezza del sistema elettrico isolano in presenza di un elevato sviluppo delle rinnovabili.



5. SOSTENIBILITA' AMBIENTALE DELLE CONFIGURAZIONI INFRASTRUTTURALI

Anche con riferimento ad aspetti di sostenibilità, si ritiene che le configurazioni che prevedono una metanizzazione della Sardegna attraverso soluzioni che prevedano la realizzazione di gasdotti siano da preferire a configurazioni alternative per le motivazioni e le evidenze di seguito riportate.

In primo luogo, la realizzazione di una rete di trasporto risulta essere la configurazione che meglio di ogni altra sarebbe in grado di abilitare il *phase-out* del carbone nella generazione termoelettrica in piena sicurezza per il sistema energetico sardo, con tutti i conseguenti benefici in termini di riduzione delle emissioni climalteranti.

Inoltre, come anche già evidenziato in precedenza, la presenza di una infrastruttura gas ben sviluppata ed interconnessa con il continente sarebbe in grado di favorire e facilitare l'integrazione delle fonti rinnovabili di cui l'Isola dispone, a beneficio non solo dei consumatori sardi ma del sistema italiano nel suo complesso. Se da un lato una dorsale di trasporto gas consentirebbe di accogliere l'eccesso di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili mediante la conversione in idrogeno verde (opzione difficilmente realizzabile in caso di trasporto su gomma) l'interconnessione fisica con il continente potrebbe a tendere rendere disponibile tali risorse anche per il mercato italiano. Infatti, le condizioni favorevoli di cui la Sardegna dispone potrebbero accelerare la sostenibilità economica della produzione di idrogeno verde e consentire all'isola di sviluppare competenze e *know how* lungo tutta la catena del valore, con ricadute positive oltre che in termini ambientali anche occupazionali. Le potenziali maggiori difficoltà dell'isola rispetto al continente nel fronteggiare il fenomeno dell'*overgeneration* da fonti rinnovabili potrebbero pertanto essere trasformate in opportunità attraverso la realizzazione della rete di trasporto gas e la sua interconnessione fisica con il continente. In relazione alla possibilità di un futuro riutilizzo della rete, si evidenzia infine come il progetto già preveda specifiche dei materiali per i nuovi metanodotti tali da garantirne la piena compatibilità con il trasporto di miscele di green gas fino a percentuali del 100% di idrogeno.

Va poi considerato come un trasporto a mezzo Truck richiederebbe la realizzazione di un numero consistente di depositi criogenici e vaporizzatori in corrispondenza delle reti di distribuzione e degli impianti dei clienti finali, con problematicità oltre che in termini di



sicurezza già osservate in precedenza anche in termini di individuazione di aree adeguate e conseguente necessità di occupazione del suolo. Si stima infatti che ad esempio impianti di 60 e 110 m³ liquidi di GNL occuperebbero rispettivamente superfici di circa 200¹² e circa 400¹³ m² alle quali dovrebbe essere aggiunta anche l'area da destinare alla manovra dei carri cisterna.

Inoltre, la realizzazione di depositi e relativi impianti di rigassificazione destinati alla al servizio di siti produttivi, viste le dimensioni in termini di aree occupate e delle necessarie fasce di rispetto, non risulterebbe percorribile in aree industriali esistenti ed occluse per mancanza di adeguati spazi. Si renderebbe pertanto necessaria l'individuazione di aree adatte, esterne a quelle dei siti di consumo, nel quale procedere alla realizzazione e alla realizzazione di relativi gasdotti di collegamento, con conseguente aumento dei costi.

In termini di impatti sulla circolazione stradale, in base alle valutazioni effettuate da RSE una autobotte percorrerebbe mediamente tratte da 80 km (ovvero circa 160 km A/R). Ipotizzando un tempo percorrenza di 1,5 ore per ogni tratta (ossia 3 ore A/R) in condizioni ottimali, 2 ore per l'effettuazione delle operazioni di truck loading e 1 ora per le operazioni di scarica del GNL, il tempo mediamente necessario per un tragitto A/R completo risulterebbe pari ad almeno 6 ore (senza considerare eventuali tempi morti). In base a quanto sopra ogni autobotte sarebbe in grado di effettuare mediamente in una giornata lavorativa standard di 8 ore 1 consegna al giorno. Ne deriva 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.

Si evidenzia inoltre come i risultati dello studio in relazione alla comparazione delle emissioni tra trasporto a mezzo Truck GNL e gasdotto risultino meritevoli di ulteriori approfondimenti. Va segnalato infatti come le emissioni della rete utilizzate da RSE facciano 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

¹² Valutata in 10m x 8m per serbatoio, modulo di rigassificazione e elementi connessi + 18m x 7m per piazzola per scarico GNL = circa 200 m² (+ spazio da prevedere per manovra cisterna)

¹³ Valutata in 25m x 10m per serbatoio, modulo di rigassificazione e elementi connessi + 18m x 7m piazzola per scarico GNL = circa 400 m² (+ spazio da prevedere per manovra cisterna)



tecnologie al tempo disponibili. La realizzazione della rete in Sardegna diversamente non prevede la necessità di realizzare centrali di compressione e presenterebbe pochi impianti, tra l'altro di nuova concezione, limitando significativamente le perdite fuggitive di rete e dei sistemi di regolazione e misura. Una prima stima effettuata sulla base di una ricostruzione della metodologia applicata da RSE evidenzia una riduzione di circa il 70% delle emissioni fuggitive rispetto a quelle considerate nello studio. Pertanto, i costi esterni del trasporto via gasdotto risulterebbero pari a meno di 1.400 €/Mm3 ossia inferiori ai costi dello scenario più ottimistico per il trasporto via Truck di GNL. Infine, analogamente a quanto fatto in relazione alla valutazione delle emissioni nelle configurazioni che prevedono la realizzazione di una rete di trasporto dovrebbero essere opportunamente considerate nelle configurazioni di trasporto alternative le emissioni riconducibili alla realizzazione e operatività dei depositi criogenici e dei vaporizzatori (stimati in 300-350 come indicato in precedenza).

Oltre alle problematiche in termini di emissioni, il ricorso esclusivo al trasporto via Truck di GNL (con conseguente incremento dei numeri di cisterne e della lunghezza dei relativi percorsi) avrebbe un impatto sulla viabilità sia in termini di sicurezza stradale che di potenziamento delle infrastrutturali stradali. Tale ultimo elemento, peraltro, è valorizzato dallo stesso rapporto RSE che evidenzia come in uno scenario pessimistico *“i costi sociali dovuti alla congestione potrebbero quasi raddoppiare, portando il confronto al pareggio, se non a un lieve vantaggio per la dorsale gas”* e che *“la distribuzione su strada genera congestione, che nella viabilità sarda costituisce un problema soprattutto nelle strade rurali con una sola corsia per senso di marcia”*. Prescindendo da valutazioni di carattere sociale, lo studio valorizza altresì significativi costi economici legati alle incidentalità stradali (14 per cento del totale) sulla base di tassi di rischio nazionali che non necessariamente possono essere adeguati avuto riguardo della dotazione infrastrutturale sarda. Detti costi peraltro potrebbero salire in termini assoluti in presenza di scenari di domanda maggiore rispetto a quelli usati a riferimento.