

Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2022-2031

Elaborato ai sensi della Deliberazione 468/2018/R/Gas e s.m.i.
del 27 settembre 2018

1. Executive Summary	3
2. Contesto istituzionale e normativo	5
3. Evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale prevista nello scenario di piano	7
3.1. Situazione ed evoluzioni attese in Europa e in Italia	7
3.2. Scenari adottati ai fini del Piano	7
4. Principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nei dieci anni successivi	9
4.1. Costi	9
4.2. Investimenti già decisi e da realizzare nel triennio 2022-2024	9
4.3. Investimenti pianificati da realizzare oltre il triennio 2022-2024	9
4.4. Forme di coordinamento con gestori di reti di trasporto del gas ed altri operatori di infrastrutture connesse	9
4.5. Elementi dimensionali del progetto	9
4.6. Analisi costi/benefici del progetto	11
4.6.1. Approccio utilizzato	11
4.6.2. Risultati	13
4.6.3. Ulteriori vantaggi e compatibilità con altri progetti	13
5. ALLEGATO A - SCHEDA TECNICA	15

1. Executive Summary

Enura è una società creata il 01/04/2019 controllata da Snam che ne detiene il 55% del capitale sociale e da SGI che ne detiene la quota restante del 45%, congiuntamente i Soci.

Il presente documento descrive il piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale di Enura, in linea con quanto disposto dal D.Lgs. 93/2011, così come modificato dalla legge 115 del 29 luglio 2015. Il presente Piano è stato elaborato tenendo conto delle disposizioni della Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i., della Delibera 539/2020/R/GAS e dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), approvati con la Delibera 230/2019/R/GAS e modificati secondo quanto disciplinato dalla Delibera 539/2020/R/GAS.

Il documento fornisce gli elementi di inquadramento legislativo, regolatorio ed economico del piano decennale, gli scenari di evoluzione della domanda e dell'offerta di gas naturale ed il piano di sviluppo di Enura.

Il Piano descrive i progetti infrastrutturali di sviluppo (di seguito "progetti") della rete di trasporto di proprietà Enura nel periodo temporale compreso tra l'anno 2022 e l'anno 2031.

Il presente Piano decennale è coerente con:

1. il quadro legislativo e regolatorio in vigore;
2. gli scenari di sviluppo del mercato del gas naturale;
3. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC);
4. il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 (PEARS);
5. l'Accordo Stato - Regione Sardegna del 29 Luglio 2016;
6. D.L. n. 76 del 16 luglio 2020, comma 6 art. 60 ("Decreto Semplificazione" inerente il rilancio degli investimenti in Sardegna post-emergenza Covid-19);
7. le strategie aziendali dei Soci.

Ai fini della valutazione dell'iniziativa si è provveduto ad effettuare una analisi costi benefici, illustrata nel dettaglio nei successivi capitoli del presente documento, rispetto alla quale gli indicatori monetari mostrano valori ampiamente positivi a conferma della sostenibilità del progetto.

Il progetto di realizzazione della rete energetica della Sardegna presentato nell'attuale piano riguarda gli interventi volti a realizzare le strutture di trasporto del gas (naturale o green gas) interconnesse con i punti di alimentazione previsti. Con riferimento al "Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030" (PEARS), si è ipotizzato che la fornitura di gas naturale sia garantita da alcuni dei terminali GNL in corso di sviluppo identificati a Portovesme, Oristano e Porto Torres. Il progetto è stato comunque dimensionato allo scopo di perseguire la massima flessibilità e sicurezza di approvvigionamento. Il progetto di realizzazione della rete energetica della Sardegna consente di riequilibrare il mix delle fonti energetiche e di riallineare la configurazione a quella del resto dell'Italia e dell'Europa in termini di economicità e sostenibilità, nonché di garantire la sicurezza energetica dell'isola.

Nell'ambito della definizione delle soluzioni progettuali di cui al presente Piano sono state attivate forme di coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto, con i gestori delle reti di distribuzione ed i promotori dei progetti di alimentazione nonché con gli Enti preposti al rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione delle relative opere.

Il presente piano riporta uno scenario di sviluppo dell'intera rete energetica sarda che raggiunge tutte le aree di maggior prelievo e interesse dal punto di vista del soddisfacimento del fabbisogno civile, industriale (compreso termoelettrico), autotrazione e del settore terziario tenendo conto delle indicazioni di cui all'art. 60 comma 6 del D.L. n.76 del 16 luglio 2020 (meglio noto come "Decreto Semplificazione"). Il progetto è stato articolato in una prima fase di costruzione da svilupparsi entro il 2025 nella quale si considera realizzato il collegamento virtuale della Sardegna alla rete di trasporto gas nazionale tramite i tre rigassificatori sopra menzionati (realizzabile mediante trasporto su nave gasiera in spola tra continente italiano e isola). In tale contesto la rete energetica in Sardegna si evolve mediante la realizzazione di tre tratti di rete atti a servire le aree interconnesse ai 3 potenziali punti di supply in cui è prevista la maggiore concentrazione dei consumi gas per il segmento industriale e termoelettrico. La realizzazione dell'intero progetto è da considerarsi successiva a tale fase iniziale e verrà realizzata in coerenza con gli indirizzi di politica energetica ed al verificarsi delle opportune condizioni di mercato.

2. Contesto istituzionale e normativo

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna ("PEARS") prevede l'utilizzo del gas naturale nei settori industriale, terziario, residenziale e dei trasporti al fine di promuovere la decarbonizzazione. Coerentemente, il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima ("PNIEC") prevede anche il phase-out delle centrali elettriche a carbone entro il 2025. I piani si pongono, tra gli altri, tre principali obiettivi: i) la riduzione dei costi energetici dell'isola; ii) la messa a disposizione di una fonte di energia affidabile e continua; iii) e la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e il miglioramento della qualità dell'aria.

Circa la realizzazione della rete di trasporto in Sardegna il MiSE ha valutato che il progetto risulta coerente:

- con le previsioni della Direttiva europea 2014/94/EU sullo sviluppo dell'infrastruttura per i carburanti alternativi per il trasporto marittimo e terrestre;
- con quanto riportato nel documento di consultazione per una strategia nazionale sul GNL del giugno 2015 relativamente alla possibile metanizzazione dell'isola;
- e con le previsioni del Piano Energetico-Ambientale della Regione Sardegna (PEARS), ove è previsto un graduale e crescente utilizzo del metano nei settori industriale, terziario residenziale e dei trasporti al fine di riallineare la configurazione energetica sarda a quella del resto dell'Italia e dell'Europa e di garantire sicurezza energetica della Regione (comunicazione DGSAI/MISE prot. 14264 del 25 Maggio 2016).

Le scelte d'indirizzo politico amministrativo in tema energetico hanno trovato compimento nel mese di luglio 2016 con la sigla di un Accordo Stato – Regione Sardegna. All'art 6.3 esso riconosce come progetti strategici, ai sensi del D.Lgs 93/2011, gli interventi per la metanizzazione della Sardegna e dispone: i) la realizzazione di una rete interna per il trasporto gas, che il Governo s'impegna a riconoscere come parte della Rete Nazionale dei Gasdotti, e ii) la realizzazione dei relativi collegamenti ai bacini di distribuzione (alcuni già in esercizio), che verranno riconosciuti come parte della Rete Regionale dei Gasdotti.

Con riferimento al PNIEC, la Conferenza delle Regioni e delle Provincie Autonome ha espresso la sua posizione il 18 dicembre 2019 e in particolare ha evidenziato che in Sardegna è opportuno e conveniente (i) rifornire di gas naturale le industrie sarde, le reti di distribuzione cittadine, già esistenti (in sostituzione dell'attuale gas propano/GPL) e già oggi compatibili con il gas naturale, e in costruzione; (ii) sostituire i carburanti per il trasporto pesante; (iii) sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti; (iv) alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il phase out delle centrali alimentate a carbone.

Il Decreto-Legge n. 76 del 16 luglio 2020 (Decreto Semplificazioni) ha previsto una soluzione tecnico/regolatoria che consenta di correlare il prezzo della materia prima in Sardegna al PSV. In tale prospettiva, al fine di assicurare ai consumatori sardi il necessario livello di sicurezza, equità e continuità delle forniture, ai sensi del medesimo Decreto, è istituito il meccanismo della "Virtual Pipeline" il quale prevede che siano considerati parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale alla Sardegna mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella stessa regione.

L'Analisi Costi-Benefici, avviata da RSE (Ricerca sul Sistema Energetico) per conto di ARERA e conclusasi nel luglio 2020 ("Approvvigionamento energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040)", ha analizzato e

confrontato le diverse opzioni infrastrutturali ipotizzabili in relazione ai fabbisogni energetici della Sardegna determinando di fatto la necessità di cogliere l'opportunità della metanizzazione della regione. A valle del Decreto Semplificazioni e delle osservazioni raccolte nella consultazione successiva allo studio, l'ARERA ha dato un ulteriore incarico a RSE con il fine di valutare una soluzione ottimale per trasporto del gas naturale/GNL all'interno della Sardegna. Questa seconda fase dello studio, terminata a giugno 2021, ha comunque confermato che la realizzazione di una infrastruttura di trasporto nell'Isola costituisce la soluzione ottimale, ancorché con una modalità di trasporto mista gasdotto/gomma, che il presente Piano contempla in misura minore al crescere della domanda e della rete.

3. Evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale prevista nello scenario di piano

3.1. *Situazione ed evoluzioni attese in Europa e in Italia*

Gli scenari di domanda e offerta nazionali sono descritti nel documento “Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2022-2031” (DDS 2021) redatto in modo coordinato da Snam e Terna in conformità alle deliberazioni 654/2017/R/EEL, 689/2017/R/GAS e 539/2020/R/GAS.

3.2. *Scenari adottati ai fini del Piano*

Per la definizione della domanda considerata per il presente documento si è ritenuto opportuno effettuare un’analisi dedicata, tenendo anche conto di quanto riportato nei più recenti studi di settore, esaminando di conseguenza un unico scenario di domanda.

In particolare, ai fini dell’analisi della domanda e dell’offerta si è fatto riferimento a quanto riportato nello studio¹ RSE nel luglio 2020, e alle stime bottom-up effettuate da Enura, mediante un’analisi di mercato effettuata sul territorio.

In particolare, sono stati seguiti i seguenti criteri:

- Per i settori civile e terziario, trasporti (stradali e marittimi) e per la produzione termoelettrica è stata presa come riferimento la domanda stimata da RSE nel suo studio, in quanto ritenuta la fonte maggiormente attendibile funzionalmente all’evoluzione del mercato del gas in tali settori per i prossimi anni;
- Per il settore industriale è stata considerata la stima ottenuta da Enura grazie alle interlocuzioni con i clienti industriali del territorio.

Lo scenario di domanda a regime considera la sostituzione con gas naturale dei combustibili tradizionali (principalmente GPL, aria propanata e gasolio) nel mercato residenziale.

Viene inoltre considerato il phase-out dal carbone delle due centrali termoelettriche di produzione regionali ubicate nei poli industriali di Portovesme e Porto Torres e la ripresa in esercizio del Polo dell’Alluminio di Portovesme.

In particolare, la necessità di soddisfare una domanda termoelettrica nei siti di Portovesme e Porto Torres è anche confermata dal Piano di Sviluppo² e dal Rapporto di adeguatezza di Terna³ che confermano l’esigenza di 550 MW di nuova generazione programmabile a gas oltre che un significativo sistema di accumuli.

Si considera inoltre una parziale sostituzione, principalmente di olio combustibile, negli altri usi industriali (compresa la cogenerazione ad essi correlata) e dei trasporti. La domanda utilizzata ai fini delle analisi presentate nel presente documento è stata determinata considerando i soli bacini attraversati dall’infrastruttura pianificata ed ha un volume a regime di 1.452 Mmc/anno. È prevista un’entrata in esercizio delle prime infrastrutture nel 2024 con una domanda gas che si sviluppa per ogni metanodotto in 10 anni dal momento dell’entrata in esercizio dello stesso.

Di seguito in tabella è stata riportata la ripartizione del mercato “a regime” suddivisa per settore:

¹ Studio RSE: Approvvigionamento Energetico della Regione Sardegna (Anni 2020-2040) ai sensi della Delibera Del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019

² <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete>

³ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/adeguatezza>

Settore	Volume (Mmc/a)
Civile + Terziario	226
Industria	703
Termoelettrico	230
Autotrazione	100
Trasporti Marittimi	193
Totale complessivo	1.452

Di seguito si riporta inoltre l'ipotesi di build-up della domanda che si sviluppa in 10 anni.

Build-up domanda gas

ANNI	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
%	0%	28%	42%	56%	63%	69%	77%	85%	92%	100%

Ai fini del dimensionamento dell'infrastruttura è stata considerata la domanda a regime trasportabile attraverso la rete energetica. Pertanto non si sono considerati i volumi relativi al trasporto marittimo, mentre si è considerato che il 50% della domanda associabile all'autotrazione sia distribuita come gas naturale compresso e quindi trasportata tramite la rete energetica. Tale modo di procedere consente di definire un'infrastruttura idonea a tutte le condizioni di trasporto senza gravare sul costo di realizzazione ed esercizio della stessa. La portata di picco in condizioni di freddo eccezionale per il mercato Residenziale e Terziario è stata definita incrementando del 90% la portata in condizioni di freddo normale, in accordo con le curve di temperatura con rischio termico 1/20 anni caratteristiche per l'area geografica presa in considerazione.

In tali condizioni la domanda di punta oraria massima è stata considerata pari a 576 kSmc/h. Nella tabella seguente è riepilogato il mercato definito secondo i criteri sopra descritti:

Settore	Volume anno [Mmc/a]	Picco giornaliero freddo normale [Mmc/g]	Picco orario freddo normale [kmc/h]	Picco giornaliero freddo eccezionale [Mmc/g]	Picco orario freddo eccezionale [kmc/h]
Civile + Terziario	226	1,5	130	2,8	248
Industria	703	2,2	131	2,2	131
Termoelettrico	230	4,1	170	4,1	170
Autotrazione	50	0,2	27	0,2	27
Totale complessivo	1209	8	458	9.3	576

Con riferimento ai prezzi utilizzati all'interno dell'analisi si fa riferimento all'ultimo aggiornamento dei "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto – Appendice informativa 2021" pubblicata sul sito di Snam in data 30 novembre 2021.

4. Principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nei dieci anni successivi

4.1. Costi

L'ammontare di spesa di investimento complessivamente prevista nello scenario di Piano dal 2022 al 2031 sommato ai consuntivi del 2019, 2020 e 2021 per l'intero progetto comprensivo di allacciamenti ammonta a circa 697 milioni di euro. Nella seguente tabella è riportata la spesa prevista nei primi cinque anni di piano:

[k€]	2022	2023	2024	2025	2026	2022-2031
METANODOTTI	6.040	31.867	96.293	97.915	108.154	574.167
ALLACCIAMENTI	2.412	9.697	20.280	20.821	16.589	92.800
ALTRO	1.076	2.836	-	1.011	-	4.923
TOTALE	9.528	44.400	116.573	119.747	124.743	671.890

4.2. Investimenti già decisi e da realizzare nel triennio 2022-2024

Sono state portate avanti le attività di pianificazione, progettazione e autorizzazione dell'opera necessarie per una più precisa e affidabile valutazione dei costi complessivi del progetto e consentire il progresso dell'iter di valutazione di compatibilità ambientale. Nell'arco del triennio si prevede inoltre di iniziare la costruzione dei tratti di rete evidenziati nei capitoli seguenti come prima fase. Nell'arco del triennio 2022-2024 è inoltre prevista l'entrata in esercizio del primo tratto di rete collocato nell'area attigua alla città di Oristano e dei tratti per servire i maggiori centri di consumi dell'area meridionale Sarda.

4.3. Investimenti pianificati da realizzare oltre il triennio 2022-2024

Il progetto di realizzazione della rete energetica della Sardegna è previsto in completamento nell'arco dell'orizzonte di Piano.

4.4. Forme di coordinamento con gestori di reti di trasporto del gas ed altri operatori di infrastrutture connesse

Il progetto realizzazione della rete energetica Sardegna ricade interamente nel territorio nazionale e pertanto, sebbene sia stato segnalato nell'ambito del TYNDP redatto a cura di ENTSO-G, con il codice TRAN_1194, non necessita di coordinamento con gestori di reti estere.

Nell'ambito della valutazione del progetto sono state avviate attività di coordinamento con gli operatori che stanno proponendo la realizzazione di depositi costieri e/o terminali di rigassificazione sul territorio sardo con alcuni dei quali si sono firmati dei *Memorandum of Understanding*.

Con riferimento alle attività di coordinamento con gli operatori di valle, Enura ha provveduto a interfacciarsi con le società titolari delle concessioni delle reti di distribuzione e con gli altri possibili clienti finali. In tale campo si sono firmate delle intese preliminari per gli allacciamenti dei punti di riconsegna.

4.5. Elementi dimensionali del progetto

Il progetto è composto da una rete di circa 680 km, di cui circa 400 appartenenti alla rete nazionale e 280 a

rete regionale. Per 570 km di rete è già stata avviata la fase di permitting. L'infrastruttura così composta permetterà di raggiungere le principali aree di mercato della Regione.



Gli investimenti sono distribuiti su un orizzonte temporale di 13 anni (2017-2030). Le attività realizzative sono suddivise in tre macro-fasi a partire dall'avvio del progetto:

- Basic & Front-End Engineering Design: avviata nel 2017
- Permitting: le istanze per la VIA e per l'AU sono state presentate nel 2017
- Engineering, Procurement, Construction & Commissioning: attività che saranno avviate a valle della decisione finale di investimento.

Nell'ottica di uno sviluppo della rete coordinato con l'evoluzione della domanda, è stata implementata una soluzione che prevede uno sviluppo graduale del progetto. Come prima fase, in un orizzonte temporale di breve termine, è stata pianificata una soluzione infrastrutturale che consentirebbe di servire la quota più importante di prelievi civili, industriali e legati alla produzione termoelettrica di energia. Nella fattispecie la soluzione citata prevede già dal 2024 e fino al 2025 l'entrata in esercizio dei seguenti tratti di rete:

- 1) Tratto Sud: dal terminale di rigassificazione ubicato nel porto di Portovesme all'area metropolitana di Cagliari e industriale di Macchiareddu e Sarroch;
- 2) Tratto Centro: dal terminale di rigassificazione ubicato nel porto di Oristano, alla città medesima e fino al polo industriale di Terralba e Arborea.
- 3) Tratto Nord: dal terminale di rigassificazione ubicato nel porto di Porto Torres all'area metropolitana di Sassari/Alghero.

Di seguito si riporta la rappresentazione cartografica delle tre porzioni di rete:



Mediante lo sviluppo di tale porzione di rete si prevede di servire una quota consistente della domanda gas a regime così come di seguito riportato:

	SUD	CENTRO	NORD	TOTALE
Civile + Terziario	67	16	50	133
Industria	515	30	52	597
Termoelettrico	140	0	90	230
Autotrazione	15	4	11	30
TOTALE	737	50	203	990

4.6. Analisi costi/benefici del progetto

4.6.1. Approccio utilizzato

La realizzazione della rete energetica consente di raggiungere gli obiettivi di de-carbonizzazione di breve e di lungo periodo. In particolare, con riferimento agli obiettivi di breve termine, la rete energetica favorisce:

- l'allineamento dei prezzi con il continente, abilitando la riduzione della bolletta energetica dei consumatori residenziali e garantendo la sicurezza delle forniture ed un mercato pienamente accessibile;
- l'obiettivo di riduzione delle emissioni e del miglioramento della qualità dell'aria, attraverso: i) la riduzione delle emissioni di CO₂ per circa 1,1 Mton/a nei settori industriali, produzione termoelettrica (phase out dal carbone), residenziali e dei trasporti stradali e marini; ii) la riduzione di circa 4 Mton/a di altri inquinanti.

La rete energetica, peraltro, abilita tutti i consumatori sardi (attuali e futuri) ad accedere al mercato all'ingrosso italiano del gas naturale (i.e. PSV), favorendo l'allineamento dei prezzi tra Sardegna e continente, nonché la competizione tra i diversi soggetti importatori/venditori. In ultima istanza, la rete energetica è essenziale per consentire che in Sardegna si sviluppi un mercato energetico pienamente accessibile,

trasparente, non discriminatorio e competitivo a beneficio di tutti i consumatori sardi. Tali condizioni di mercato favoriscono anche la penetrazione del gas naturale in sostituzione dei combustibili maggiormente climalteranti e inquinanti attualmente utilizzati, con i conseguenti benefici ambientali in tema di riduzione delle emissioni e miglioramento della qualità dell'aria.

L'analisi costi/benefici del progetto è stata eseguita tenendo conto dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), approvati nella Delibera 230/2019/R/GAS, aggiornati con le disposizioni di cui alla delibera 539/2020/R/GAS. In particolare, sono stati utilizzati i parametri indicati nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici" pubblicato sul sito Snam ⁴.

Ai fini dell'analisi ACB sono state considerate le seguenti categorie di beneficio:

- *B2m - Variazione del social welfare connessa alla metanizzazione di nuove aree.*
Tale beneficio è calcolato come il differenziale di prezzo tra i combustibili sostituiti e il prezzo del gas moltiplicata per i quantitativi previsti in sostituzione.
- *B5- Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO2*
Tale beneficio è calcolato valorizzando la riduzione di emissioni di CO2 derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale.
- *B6- Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO2*
Tale beneficio è calcolato valorizzando la riduzione delle emissioni di altri gas climalteranti ad effetto globale ed inquinanti di tipo locale (SOX, NOX, PM etc.) derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale.

Ai fini dell'analisi costi benefici sono stati considerati anche gli ulteriori sviluppi infrastrutturali per la realizzazione delle opere a monte necessarie per garantire l'approvvigionamento gas e delle reti di distribuzione (inclusivi degli adduttori intercomunali, della rete cittadina e degli allacciamenti) nonché i costi associati alla conversione a gas naturale degli apparati dei clienti finali.

Per la stima dei costi sono stati considerati gli investimenti infrastrutturali ed impiantistici (capex) necessari all'approvvigionamento nel gas attraverso pipeline virtuale e per il trasporto e la distribuzione del gas nelle aree individuate dal progetto nonché i costi operativi annui (opex) riconducibili all'esercizio ed alla manutenzione delle nuove infrastrutture (stimati come da documento "Criteri applicativi Analisi Costi Benefici").

In particolare, i costi riconducibili al Piano di Enura riguardano solo la rete di trasporto Sarda, mentre tutti gli altri investimenti riportati nella scheda progetto allegata e inseriti nell'ACB hanno tenuto conto:

- Dei costi delle infrastrutture di distribuzione sulla base della metodologia proposta da RSE nel suo studio;
- Dei costi di switching dei clienti finali per i quali si è adottata la metodologia sempre proposta da RSE nel suo studio;
- Dell'aggiornamento dei costi riferiti alla realizzazione della Virtual Pipeline e delle necessarie infrastrutture di rigassificazione anche ai fini del soddisfacimento della domanda sopra rappresentata.

Gli investimenti sono stati dimensionati per far fronte ai fabbisogni di domanda sopra rappresentati. Si segnala altresì come le infrastrutture di trasporto siano già predisposte per l'accoglimento di green gases coerentemente con gli obiettivi di politica energetica ed ambientale nazionale ed europea.

⁴ https://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/piano_decennale_2022_2031/criteri.html

Si evidenzia che i costi sono considerati in termini reali.

Con riferimento ai prezzi dei combustibili, si sono considerati i valori riportati nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici” pubblicato sul sito Snam i seguenti scenari:

- National Trend Italia (NT Italia): costruito come aggiornamento dello scenario National Trend sviluppato dagli ENTSOs e pubblicato nel TYNDP 2020 e dello scenario PNIEC;
- Global Ambition (GA): costruito a partire dallo scenario Global Ambition sviluppato dagli ENTSOs e pubblicato nel TYNDP 2020.

Per quanto concerne lo scenario di domanda si rimanda a quanto descritto nel par. 3.2 del presente documento.

L’analisi economica è stata sviluppata su un orizzonte temporale di riferimento di 25 anni, considerando i benefici correlati ai singoli tratti costituenti l’infrastruttura a partire dal loro primo anno di entrata in esercizio, applicando un tasso di sconto sociale pari al 4% in termini reali senza considerare il valore residuale dell’infrastruttura al termine dell’orizzonte temporale di analisi.

4.6.2. Risultati

I risultati dell’analisi sono presentati nell’allegato A – Scheda tecnica e si evidenzia che i valori assunti dagli indicatori monetari risultano ampiamente positivi.

4.6.3. Ulteriori vantaggi e compatibilità con altri progetti

Oltre ai benefici di natura economica presentati nel precedente paragrafo vengono di seguito riportati ulteriori benefici di natura qualitativa oggi non ancora direttamente monetizzabili ma comunque associati al progetto in oggetto.

Con riferimento agli obiettivi di completa decarbonizzazione (net-zero emissions) di lungo periodo, la rete energetica, da subito “Hydrogen Ready”⁵, abilita lo sviluppo di gas rinnovabili quali idrogeno e biometano, prodotti grazie alle risorse solari, eoliche e le biomasse presenti localmente. Tali risorse appaiono fondamentali per raggiungere la completa decarbonizzazione della Sardegna in quanto, applicando alla domanda energetica dell’isola l’efficientamento previsto dalla direttiva sull’efficienza energetica negli usi finali (0,8% di incremento annuo fino al 2050) ed una penetrazione di elettricità negli usi finali pari al 55%, il fabbisogno di gas rinnovabili risulta essere equivalente a circa 450-500 Mmc/annui. A ciò andranno sommati i quantitativi necessari per garantire la stabilità del settore termoelettrico. Da stime preliminari, il potenziale di produzione di biometano in Sardegna potrebbe essere nell’ordine di 200 Mmc/annui, mentre una produzione di idrogeno di circa 300 Mm3/annui (metano equivalente) potrebbe essere realizzata installando circa 2 GW di risorse eoliche e solari aggiuntive. Promuovendo lo sviluppo di tali risorse, la rete energetica facilita l’emergere di un modello energetico distribuito ed efficiente.

Un ulteriore vantaggio è dato dall’alto livello di affidabilità dell’infrastruttura di trasporto gas via metanodotto, con indici statistici di “fuori servizio” di gran lunga inferiori se confrontati con qualsiasi altro sistema di vettoriamento energetico. Pertanto, si possono elencare i seguenti benefici direttamente

⁵ Tutti i materiali che saranno utilizzati per la realizzazione della nuova rete di trasporto gas naturale in Sardegna, con l’eccezione di componentistica di modesto valore economico (ad esempio i gascromatografi), sono comunque compatibili anche per miscele di gas naturale e idrogeno, fino ad una ipotetica percentuale del 100% in idrogeno.

correlati con la security of supply:

- L'incremento di sicurezza, continuità ed affidabilità del servizio di fornitura derivante dalla connessione mediante una rete in alta pressione di diversi depositi.
- La maggiore efficienza complessiva di sistema che, a parità di affidabilità delle forniture, richiede una capacità di stoccaggio complessiva sull'isola inferiore, potendo contare sulla gestione integrata dei diversi depositi allacciati in rete.
- L'incremento di sicurezza per ciascun deposito allacciato derivante dalla possibilità di iniettare in rete il boil off gas, scongiurando eventi di sovrappressione nei serbatoi in caso di prolungati periodi di bassi prelievi.

I benefici sopra descritti sono ancora più marcati nella configurazione del progetto completo, che assicura l'interconnessione fisica tra le 3 aree di mercato raggiunte dall'infrastruttura nella prima fase e la loro alimentazione in caso di parziale o totale indisponibilità di uno degli impianti di ricevimento e rigassificazione di LNG, rispettando tra l'altro, per lo meno in determinate situazioni della domanda, il criterio N-1 richiamato anche dal Regolamento Europeo sulla security of supply.

Per quanto concerne i possibili impatti ambientali derivanti dalla realizzazione dell'opera, gli effetti sugli ecosistemi e sulle componenti ambientali (aria, acqua e suolo) generati dalla presenza e dall'esercizio delle opere in questione saranno oggetto di valutazione all'interno della procedura di impatto ambientale. Si segnala tuttavia come le infrastrutture gas risultino meno impattanti rispetto alle attuali soluzioni di vettoriamento energetico. Gli impatti più rilevanti, infatti, sono da considerarsi limitati alla fase di cantierizzazione, che quindi hanno natura temporanea, legata cioè ai tempi di cantiere necessari allo scavo ed alla posa in opera. Peraltro, saranno adottate le migliori procedure ad oggi in essere per la salvaguardia del notevole patrimonio paesaggistico dell'isola. La compatibilità ambientale dell'opera è stata sancita, relativamente al tratto Sud (Sulcis -Cagliari -Oristano), dall'esito positivo della valutazione della Commissione Tecnica VIA resa a settembre 2019, passaggio propedeutico al rilascio della VIA, le cui prescrizioni risultano in linea con le prassi realizzative che saranno messe in atto da Enura. In data 27 agosto 2020, il tratto Sud ha ottenuto il decreto di VIA dai Ministeri competenti. Per quanto riguarda il tratto nord, la Commissione Tecnica VIA si è espressa positivamente in data 10 gennaio 2020.

Ulteriori benefici sono relativi a ricadute occupazionali, dirette per la realizzazione dell'infrastruttura e indirette in relazione all'indotto generato. Inoltre potrebbe essere possibile uno sviluppo del settore trasporti in quanto il progetto potrebbe abilitare una sostituzione dei combustibili tradizionali ancora superiore rispetto a quella considerata nell'analisi generando ulteriori benefici occupazionali e ambientali. Inoltre, grazie a un costo inferiore dell'energia, potrebbe essere favorita la nascita di nuove imprese. Infine, la rete energetica potrebbe favorire lo sviluppo del settore biometano anche in Sardegna: il biometano rappresenta una fonte rinnovabile programmabile che ben si integra al solare e all'eolico. Un suo sviluppo permetterebbe di rispondere agli obiettivi di decarbonizzazione e promuoverebbe un incremento della produzione domestica.

5. ALLEGATO A - SCHEDA TECNICA

SCHEDA PROGETTO METANIZZAZIONE SARDEGNA

INFORMAZIONI SUL CONTESTO DI RIFERIMENTO

Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel documento "Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2022-2031" (DDS 2021) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

ANALISI DOMANDA E DELL'OFFERTA

ANALISI DELLA DOMANDA

Lo scenario di domanda considera la sostituzione con gas naturale dei combustibili nel mercato residenziale (principalmente GPL, aria propanata e gasolio), il phase-out dal carbone delle due centrali termoelettriche di produzione regionali ubicate nei poli industriali di Portovesme e Porto Torres, l'alimentazione legata ad un'eventuale ripresa in esercizio del Polo dell'Alluminio di Portovesme, e una parziale sostituzione negli altri usi industriali, compresa la cogenerazione ad essi correlata, e dei trasporti. La domanda utilizzata ai fini delle analisi presentate nel presente documento è stata determinata considerando i soli bacini attraversati dall'infrastruttura pianificata ed ha un volume a regime di 1.452 Mmc/anno. È prevista un'entrata in esercizio delle prime infrastrutture nel 2024 con una domanda gas che si sviluppa in 10 anni a seconda dell'entrata in esercizio dei singoli tratti di rete. Viene di seguito riportata in tabella la relativa ripartizione per settore:

Settore	Volume (Mmc/a)
Civile + Terziario	226
Industria	703
Termoelettrico	230
Autotrazione	100
Trasporti Marittimi	193
Totale complessivo	1.452

ANALISI DELL'OFFERTA

In coerenza con il principio di continuità territoriale adottato per l'erogazione di servizi pubblici ed in coerenza con Decreto-Legge n. 76 del 16 luglio 2020 l'offerta di gas in Sardegna potrà avvenire attraverso: l'Interconnessione virtuale (Virtual Pipeline). Tale configurazione prevede il servizio di caricamento e trasporto di GNL tramite 2 bettoline la cui entrata in esercizio seguirà il build up della domanda. Il gas è quindi ricaricato sulle navi e trasportato fino ai rigassificatori in Sardegna. Si stima la necessità di almeno 3 impianti di rigassificazione in Sardegna. Tale configurazione richiede lo sviluppo di un quadro normativo che permetta di equiparare tali infrastrutture ad una interconnessione virtuale che segua i medesimi meccanismi delle infrastrutture gas convenzionali. Tale soluzione risulta facilmente scalabile a seconda delle necessità e del build up della domanda gas.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO
Denominazione intervento

Metanizzazione Sardegna

Opere principali ed accessorie

Come argomentato nel testo del presente piano, il progetto di metanizzazione della Sardegna si svolgerà in due fasi, la prima delle quali prevede l'alimentazione tramite tre impianti di rigassificazione delle principali aree di consumo della regione. La rimanente parte del progetto verrà sviluppata, tenendo conto dell'evoluzione del mercato gas che si consuntiverà nella regione, entro la fine del decennio preso in considerazione dal presente piano.

Lo sviluppo del progetto è rappresentato qui di seguito:




Prima Fase



Progetto Completo

Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)	Tipologia
IT_EN_09a	Met Cagliari - Palmas Arborea I tr.	650	20.2	75	principale
IT_EN_09b	Met. Der. per Monserrato	250	16.8	75	principale
IT_EN_09c	F1 Met. Vallermosa - Sulcis	400	43.8	75	principale
IT_EN_09d	F5 Met. Der. per Capoterra- Sarroch	150	18.9	75	principale
IT_EN_09e	F2 Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr	650	12.5	75	principale
IT_EN_09f	F2 Met. Collegamento Term. di Oristano	650	14.5	75	principale
IT_EN_09g	F2 Met. Derivazione per Oristano città	150	4.4	75	principale
IT_EN_09h	F4 Met. Allacciamento per Sassari	200	6.3	75	principale
IT_EN_09i	F4 Met. Macomer - Porto Torres I	650	20.6	75	principale
IT_EN_09j	F6 Met. Der. per Alghero	200	18.5	75	principale
IT_EN_09k	F2 Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr (1)	650	31	75	principale
IT_EN_09l	F5 Met. Der. per Serramanna	250	7.9	75	principale
IT_EN_09m	F2 Met. Der. per Guspini	150	11.1	75	principale
IT_EN_09n	F2 Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr (2)	650	19.5	75	principale
IT_EN_09o	F2 Met. Der. per Terralba	150	8.4	75	principale
IT_EN_09p	F2 Met. Der. per Villacidro	150	5.1	75	principale
IT_EN_09q	F3 Met. Derivazione per Nuoro	400	54.3	75	principale

IT_EN_09E	F3 Met. Palmas Arborea - Macomer	650	50.1	75	principale
IT_EN_09s	F4 Met. Macomer - Porto Torres II	650	58.1	75	principale
IT_EN_09t	F4 Met. stacco per comune di Ittiri	150	0.3	75	principale
IT_EN_09u	F4 Met. Stacco per com di Pozzomaggiore	150	1.1	75	principale
IT_EN_09v	F5 Met. Der. per Sanluri	150	11.2	75	principale
IT_EN_09w	F6 Met. Allac. per Siamanna	150	5.3	75	principale
IT_EN_09x	F7 Met. All. per Thiesi	150	10.5	75	principale
IT_EN_09y	F7 Met. Macomer - Olbia	400	108.3	75	principale
IT_EN_09z	F7 Met. All. per Suni	150	15.5	75	principale
IT_EN_09ab	Cagliari Palmas Arborea (km 0-km 10)	650	10	75	principale
Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)					
Codice identificativo intervento		COD. IT_EN_09 TYNDP ENTSGO : TRA-N-1194 (LNG -N-304 per la Virtual Pipeline non compresa nel Piano Enura)			
Obiettivo generale dell'intervento		<ul style="list-style-type: none">• metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda• sostenibilità ambientale			
Obiettivi specifici		<ul style="list-style-type: none">• soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree• promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti• riduzione emissioni di CO2• riduzione emissioni di altri inquinanti			
Categoria principale intervento		Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate			
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano		Piano Decennale 2014-2023 di SGI e Piano Decennale 2017-2026 di Snam Rete Gas			
Incremento delle capacità di trasporto					
Punto della rete impattato	Direzione (entrata/uscita)	Incremento di capacità			
I punti di entrata, così come i punti di uscita, verranno individuati sulla base delle richieste di allacciamento.		La struttura è dimensionata per garantire il trasporto dei quantitativi di domanda riportati in precedenza in tutte le condizioni di supply.			
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative		Al fine della presente analisi si è considerata la soluzione di Interconnessione Virtuale (Virtual Pipeline). Tale configurazione prevede il servizio di caricamento e trasporto di GNL tramite 2 bettoline. Il gas è quindi ricaricato sulle navi da un impianto italiano e trasportato fino ai rigassificatori in Sardegna.			

Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Interventi di interconnessione con le infrastrutture di distribuzione e con i terminali di rigassificazione facenti parte della Virtual Pipeline, progetto presentato nel piano decennale di Snam Rete Gas

Indicazione dello stato dell'intervento

Intervento pianificato - In attesa ottenimento permessi

Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
Tratta Sud (da Oristano incluso verso sud)							
05/06/2017	13/02/2018	21/06/2017 19/11/2021	07/2022 12/2022	21/06/2017 19/11/2021	27/08/2020 06/2022	10/2023	2024-2026
Tratta Nord (da Oristano verso Nord)							
05/06/2017	08/02/2018	10/2022 12/2025	11/2023 06/2026	06/07/2017 10/2022	09/2022 05/2023	10/2024	2025-2028

ANALISI COSTI/BENEFICI (ipotesi Interconnessione Virtuale)

Di seguito viene esposta l'analisi dei costi e dei benefici sia per la prima fase del progetto che per il progetto completo così come descritti all'interno del documento.

ANALISI COSTI BENEFICI INTERO PROGETTO

BENEFICI MONETARI - Totale benefici periodo di analisi

Al fine della valutazione del risparmio potenziale, per i combustibili attualmente utilizzati in Sardegna sono stati assunti i valori riportati nell'appendice informativa 2021 allegata al documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" pubblicati sul sito di Snam.

	GA	NT
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura		
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	20,8 b€	19,6 b€
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico		
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali		
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption		
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita		
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita		
B5: Riduzione esternalità negative associate ad emissioni di CO2	3,3 b€	3,3 b€
B6: Riduzione esternalità negative associate ad emissioni non CO2	11,9 b€	11,9 b€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico		
B8: Riduzione dei costi di compressione		
B9: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico		

<p>Benefici qualitativi</p> <p>Ulteriori benefici generati dal progetto che risultano non immediatamente quantificabili e/o monetizzabili sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> • maggiore affidabilità e minore impatto ambientale e paesaggistico rispetto a qualsiasi altro sistema di vettoriamento energetico. • minore necessità di stoccaggio. • maggiore sicurezza nella gestione boil off. • ricadute occupazionale: dirette per la realizzazione dell'infrastruttura e indirette in relazione all'indotto generato. • sviluppo del settore trasporti in quanto il progetto potrebbe abilitare una sostituzione dei combustibili tradizionali ancora superiore rispetto a quella considerata nell'analisi generando ulteriori benefici occupazionali e ambientali. • sviluppo della competitività comparto industriale favorendo di conseguenza anche la nascita di nuove imprese. • possibile utilizzo per produzione energia elettrica in sostituzione attuali impianti a carbone • sviluppo settore biometano anche in Sardegna. Il biometano rappresenta una fonte rinnovabile programmabile che ben si integra al solare e all'eolico. Un suo sviluppo permetterebbe di rispondere agli obiettivi di decarbonizzazione e promuoverebbe un incremento della produzione domestica; • rete "hydrogen ready", compatibile con percentuali fino al 100% di Idrogeno con elevato potenziale di decarbonizzazione del settore energetico e di supporto al sistema elettrico (Power to Gas). • la realizzazione del progetto completo, che prevede una rete pienamente interconnessa e alimentata da tre diversi punti di supply, garantisce una maggiore sicurezza di approvvigionamento dell'intero mercato della Sardegna. • l'interconnessione fisica tra le 3 sezioni di rete previste, garantisce una maggiore resilienza del sistema: in caso di parziale o totale indisponibilità di uno dei punti di alimentazione; gli altri punti potrebbero infatti sopperire a tale mancanza, almeno in determinate condizioni della domanda. • l'interconnessione permetterebbe di pianificare con maggiore flessibilità eventuali interventi di manutenzione che prevedano l'interruzione di una delle alimentazioni, garantendo l'approvvigionamento del mercato dagli altri punti. • una rete integrata e più estesa garantisce la disponibilità di livelli adeguati di linepack, che incrementano l'affidabilità del sistema e la sua capacità di soddisfare aumenti repentini della domanda. 	
COSTI	
Capex totali progetto [M€]	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto rete energetica (tratti principali): 596 M€⁶ • Ulteriori allacciamenti: 95 M€ • Distribuzione: 1085 M€ • Rigassificazione (*): 520 M€ • Altro: 1243 M€ (**)
Consuntivo al 31/12/2021 [M€]	24 M€
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	691 M€ (al momento non sono previsti fattori esogeni)
Opex	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto: 7,7 M€/anno • Distribuzione: 22 M€/anno • Rigassificazione: 34.6 M€/anno • Altro: 15.2 M€/anno

⁶ Stimato con la metodologia ACB approvata con delibera ARERA, a cui sono stati aggiunti Inflazione ed Interessi Passivi in Corso d'Opera (IPCO).

(*) i costi di rigassificazione non comprendono gli interventi necessari ad allungare la vita utile del terminale di Panigaglia, ancora in fase di valutazione, ma considerano i costi di investimento (di capitale e operativi) di tutti i rigassificatori previsti in Sardegna relativamente al progetto e i costi incrementali per l'adeguamento infrastrutturale necessario per effettuare il reloading a Panigaglia
(**) la voce "altro" contiene i costi relativi alle bettoline e quelli relativi allo switching tecnologico dei clienti finali

COSTI

	Codice	Denominazione	M€
Capex Totali Progetto	IT_EN_09a	Met Cagliari - Palmas Arborea I tr.	30.9
	IT_EN_09b	Met. Der. per Monserrato	10.5
	IT_EN_09c	F1 Met. Vallermosa – Sulcis	42.2
	IT_EN_09d	F5 Met. Der. per Capoterra- Sarroch	9
	IT_EN_09e	F2 Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr	17.7
	IT_EN_09f	F2 Met. Collegamento Term. di Oristano	19.7
	IT_EN_09g	F2 Met. Derivazione per Oristano città	2.2
	IT_EN_09h	F4 Met. Allacciamento per Sassari	3.7
	IT_EN_09i	F4 Met. Macomer - Porto Torres I	27.6
	IT_EN_09j	F6 Met. Der. per Alghero	11.7
	IT_EN_09k	F2 Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr (1)	35.3
	IT_EN_09l	F5 Met. Der. per Serramanna	4.2
	IT_EN_09m	F2 Met. Der. per Guspini	5.3
	IT_EN_09n	F2 Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr (2)	23
	IT_EN_09o	F2 Met. Der. per Terralba	4.3
	IT_EN_09p	F2 Met. Der. per Villacidro	2.5
	IT_EN_09q	F3 Met. Derivazione per Nuoro	61
	IT_EN_09E	F3 Met. Palmas Arborea - Macomer	73
	IT_EN_09s	F4 Met. Macomer - Porto Torres II	70.5
	IT_EN_09t	F4 Met. stacco per comune di Ittiri	0.3
	IT_EN_09u	F4 Met. Stacco per com di Pozzomaggiore	0.6
	IT_EN_09v	F5 Met. Der. per Sanluri	4.8
	IT_EN_09w	F6 Met. Allac. per Siamanna	2.6
	IT_EN_09x	F7 Met. All. per Thiesi	5.5
	IT_EN_09y	F7 Met. Macomer – Olbia	107
	IT_EN_09z	F7 Met. All. per Suni	8.1
	IT_EN_09ab	Cagliari Palmas Arborea (km 0-km 10)	13.9
		Totale	596

NOTA: Oltre ai costi qui dettagliati sono stati considerati i costi previsti per gli allacciamenti relativi ai bacini attraversati dalla rete di trasporto per un totale di 95 M€

INDICATORI DI PERFORMANCE						
	Analisi 1° Stadio			Analisi 2° Stadio		
GA	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	15,1 b€	5,0	5 anni	15,1 b€	5,0	5 anni
NT	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	14,5 b€	4,9	5 anni	14,5 b€	4,9	5 anni

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) - GA	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO E.E.
	Non Critico	N.A.	+19 anni
SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) - NT	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO E.E.
	Non Critico	N.A.	+19 anni

ANALISI COSTI BENEFICI PRIMA FASE		
BENEFICI MONETARI - Totale benefici periodo di analisi Al fine della valutazione del risparmio potenziale, per i combustibili attualmente utilizzati in Sardegna sono stati assunti i valori riportati nell'appendice informativa 2021 allegata al documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" pubblicati sul sito di Snam.		
	GA	NT
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura		
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	17,3 b€	16,3 b€
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico		
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali		
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption		
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita		

B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita		
B5: Riduzione esternalità negative associate ad emissioni di CO2	2,9 b€	2,9 b€
B6: Riduzione esternalità negative associate ad emissioni non CO2	11,2 b€	11,2 b€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico		
B8: Riduzione dei costi di compressione		
B9: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico		
COSTI		
Capex totali progetto [M€]	<ul style="list-style-type: none">• Trasporto rete energetica (tratti principali): 175 M€⁷• Ulteriori allacciamenti: 59 M€• Distribuzione: 640 M€• Rigassificazione (*): 520 M€• Altro (**): 854 M€	
Consuntivo al 31/12/2021 [M€]	24 M€	
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	235 M€ (al momento non sono previsti fattori esogeni)	
Opex	<ul style="list-style-type: none">• Trasporto: 4,0 M€/anno• Distribuzione: 13 M€/anno• Rigassificazione: 34.6 M€/anno• Altro: 11.3 M€/anno	
<i>(*) i costi di rigassificazione non comprendono gli interventi necessari ad allungare la vita utile del terminale di Panigaglia, ancora in fase di valutazione, ma considerano i costi di investimento (di capitale e operativi) di tutti i rigassificatori previsti in Sardegna relativamente al progetto e i costi incrementali per l'adeguamento infrastrutturale necessario per effettuare il reloading a Panigaglia (**) la voce "altro" contiene i costi relativi alle bettoline e quelli relativi allo switching tecnologico dei clienti finali</i>		

⁷ Stimato con la metodologia ACB approvata con delibera ARERA, a cui sono stati aggiunti Inflazione ed Interessi Passivi in Corso d'Opera (IPCO).

COSTI			
	Codice	Denominazione	M€
Capex Totali Progetto	IT_EN_09a	Met Cagliari - Palmas Arborea I tr.	30.9
	IT_EN_09b	Met. Der. per Monserrato	10.5
	IT_EN_09c	F1 Met. Vallermosa - Sulcis	42.2
	IT_EN_09d	F5 Met. Der. per Capoterra- Sarroch	9.0
	IT_EN_09e	F2 Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr	17.7
	IT_EN_09f	F2 Met. Collegamento Term. di Oristano	19.7
	IT_EN_09g	F2 Met. Derivazione per Oristano città	2.2
	IT_EN_09h	F4 Met. Allacciamento per Sassari	3.7
	IT_EN_09i	F4 Met. Macomer - Porto Torres I	27.6
	IT_EN_09j	F6 Met. Der. per Alghero	11.7
		Totale	175
NOTA: Oltre ai costi qui dettagliati sono stati considerati i costi previsti per gli allacciamenti relativi ai bacini attraversati dalla rete di trasporto per un totale di 59 M€			

INDICATORI DI PERFORMANCE						
	Analisi 1° Stadio			Analisi 2° Stadio		
GA	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	13,9 b€	6,5	3 anni	13,9 b€	6,5	3 anni
NT	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	13,5 b€	6,3	3 anni	13,5 b€	6,3	3 anni

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) - GA	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO E.E.
	Non Critico	N.A.	+20 anni
SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) - NT	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO E.E.
	Non Critico	N.A.	+20 anni