



METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA

Documento relativo agli scenari energetici di riferimento, alle ipotesi considerate per il calcolo dei benefici e dei costi e risultati dell'analisi dei costi e dei benefici con riferimento all'art. 6 della delibera 335/2019/R/Gas

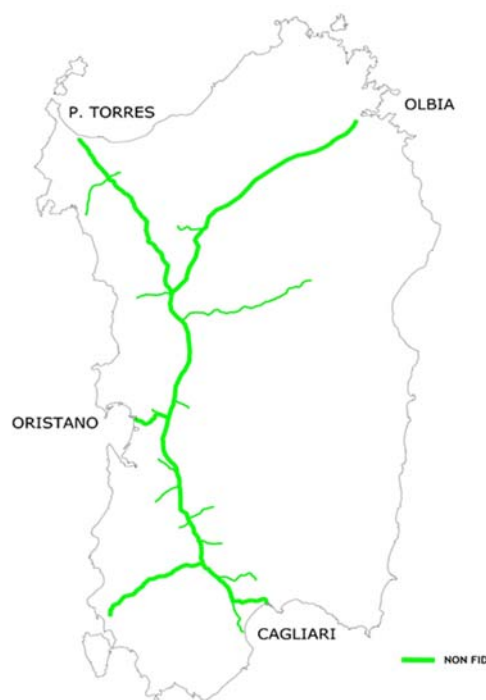
Sommario

INTRODUZIONE	3
OFFERTA E DOMANDA DI GAS IN SARDEGNA	4
CONFIGURAZIONI PER L’OFFERTA DI GAS IN SARDEGNA	4
DOMANDA DI GAS IN SARDEGNA	4
ELEMENTI PER LA DETERMINAZIONE DEI BENEFICI	8
ELEMENTI LA DETERMINAZIONE DEI COSTI	10
RISULTATI ANALISI DEI COSTI E DEI BENEFICI	11

INTRODUZIONE

Il presente documento è stato redatto in conformità all'art. 6 della delibera 335/2019/R/Gas. Al suo interno vengono dettagliati gli elementi fondamentali per l'analisi dei costi e dei benefici.

Il progetto a cui viene fatto riferimento riguarda la realizzazione della rete energetica principale appartenente alla Rete Nazionale per una lunghezza pari a circa 390 km e avente diametro DN650/DN400 e dai metanodotti appartenenti alla Rete Regionale per circa 195 km aventi diametro DN400/DN150 che permetteranno di raggiungere le principali aree di mercato della Regione.



I dettagli che verranno dati nella restante parte del documento sono elencati qui di seguito:

- Offerta e Domanda di gas in Sardegna
- Elementi la determinazione dei benefici
- Elementi per la definizione dei costi
- Risultati analisi dei costi e dei benefici

OFFERTA E DOMANDA DI GAS IN SARDEGNA

CONFIGURAZIONI PER L'OFFERTA DI GAS IN SARDEGNA

Le configurazioni di supply considerate sono due:

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 da un impianto italiano e trasportato fino ai rigassificatori in Sardegna. Si stima la necessità di almeno 3 impianti di rigassificazione. 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. La rete energetica sviluppata tramite questa soluzione 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. Tale configurazione 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. Queste condizioni di mercato favoriscono anche la penetrazione del gas naturale (domanda gas più elevata) in sostituzione dei combustibili maggiormente climalteranti attualmente utilizzati, con i conseguenti benefici ambientali in tema di riduzione delle emissioni e miglioramento della qualità dell'aria.

Approvvigionamento mediante GNL a mercato: Tale configurazione prevede l'alimentazione del mercato sardo mediante GNL prelevato presso un terminale GNL europeo e trasportato in Sardegna a mezzo bettolina a mercato. Si stima la necessità di almeno 2 impianti di rigassificazione. In tale configurazione di supply la rete energetica Sardegna sarebbe una rete isolata e non vi sarebbe perequazione dei costi. Pertanto il prezzo all'utente finale, sia industriale che residenziale, risulterebbe molto maggiore rispetto al caso di supply mediante interconnessione virtuale. Questo sfavorirebbe lo switch dai combustibili tradizionali al gas naturale e di conseguenza nel caso in cui si verifici tale situazione di supply si è considerata una domanda gas inferiore rispetto a quella configurazione precedente

DOMANDA DI GAS IN SARDEGNA

Lo scenario di domanda considera una completa sostituzione con gas naturale dei combustibili nel mercato residenziale (principalmente GPL, aria propanata e gasolio) e una parziale sostituzione negli usi industriali, termoelettrici e dei trasporti. La domanda totale a regime in Sardegna è stimata in 739 Mmc/anno (escluso il potenziale di GNL nel settore dei trasporti che non si considera venga rigassificato ed immesso in rete). Ai fini del dimensionamento dell'infrastruttura, 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 la regione Sicilia.

In tali condizioni la domanda di punta oraria è stata considerata a 415 kmc/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	196	1,3	131	2,5	249
Industria+ Termoelettrico	468	2,0	125	2,0	125
Autotrazione	75	0,3	41	0,3	41
Totale complessivo	739	3,6	297	4,8	415

Sono inoltre state effettuate ulteriori valutazioni considerando, in aggiunta alla domanda gas sopra descritta, la domanda derivante dall'eventuale conversione da carbone a gas delle centrali termoelettriche di Fiumesanto e Portoscuso. In tale scenario, il picco orario massimo considerato per entrambe le centrali è pari a 251.000 mc/h, che è stato valutato in aggiunta al picco orario in freddo eccezionale sopra riportato.

La domanda utilizzata ai fini delle analisi dei costi e dei benefici è stata determinata considerando i soli bacini attraversati dall'infrastruttura pianificata, che rappresentano circa il 90% della domanda complessiva per un volume a regime di 661 Mmc/anno nel caso di supply mediante rete energetica con interconnessione virtuale. Tale domanda si attesterebbe a 343 MSm³/anno in caso di fornitura di GNL a mercato. Le prime forniture sono previste a partire dall'anno 2021 con una domanda gas a regime nell'anno 2030 secondo un percorso di progressiva metanizzazione valutato in base all'esperienza maturata dai Soci in progetti analoghi sul territorio nazionale.

Tale stima di domanda non considera il potenziale di sostituzione nella produzione termoelettrica derivante da un eventuale phase-out del carbone, che il PNIEC prevede al 2025. Sulla base delle stime formulate da Terna in tale ambito, ai fini della sicurezza delle forniture elettriche oltre alla realizzazione di una ulteriore interconnessione, si prevede risulti necessaria l'operatività di due centrali a ciclo combinato CCGT per un totale di 400MW di potenza per una domanda aggiuntiva stimata in circa 100 Mmc.

Domanda gas in caso di fornitura mediante rete energetica con interconnessione virtuale

Vengono di seguito riportate le assunzioni alla base delle stime effettuate con riferimento ai singoli settori:

- Civile: il settore civile accorpa i consumi del settore residenziale e del settore terziario. L'assunzione alla base del valore annuo di mercato del settore è che vengano sviluppate

tutte le reti di distribuzione previste dal PEARS e che vi sia conversione da GPL, Aria Propanata e Gasolio a gas. Per l'elaborazione dello scenario si è considerato uno sviluppo della popolazione della regione in accordo con gli scenari ISTAT, assumendo una riduzione della popolazione dagli attuali 1,65 milioni di abitanti circa a 1,55 milioni di abitanti nel lungo termine (oltre il 2030). Al fine di tenere conto del progressivo processo di efficientamento del settore civile e della penetrazione di nuove tecnologie di riscaldamento quali pompe di calore elettriche e caldaie a condensazione e sistemi a biomassa si è assunta l'ipotesi di penetrazione delle rinnovabili pari al 68% per il residenziale e del 45% nel terziario ed un obiettivo di efficienza energetica che permette una riduzione dei consumi del 32,5% rispetto ad uno scenario inerziale di consumi di gas elaborato considerando una piena sostituzione di GPL, Aria Propanata e Gasolio con gas naturale. Il mercato residenziale e terziario di ogni comune è stato ricalcolato proporzionalmente rispetto ai volumi dello scenario inerziale. Per i comuni da metanizzare si è fatto riferimento ai bacini d'utenza definiti, ad esclusione dei bacini n° 12 e 29 e di alcuni comuni che non hanno aderito, come da informazioni desunte dal PEARS della Regione Sardegna del 2015. Tenendo conto di questa riduzione la domanda civile, principalmente servita attraverso reti di distribuzione si riduce da 196 milioni di metri cubi annui a 157 milioni di metri cubi annui.

- Industria: la domanda industriale è stata costruita considerando una domanda di energia complessiva del settore pari a circa 415 Ktep costituita da consumi di energia per usi diretti (circa 315 Ktep) e consumi per la produzione di calore derivato da impianti industriali cogenerativi (circa 100 ktep). La domanda di energia del settore è stata elaborata considerando una crescita della produzione industriale dello 0,3% medio annuo dal 2020. Si è quindi considerato che la penetrazione del gas avviene per *switch* completo da carburanti petroliferi a gas, attraverso la sostituzione di olio combustibile, GPL e gasolio. Oltre ai consumi industriali per uso diretto e per produzione di calore derivato si è considerata nella domanda industriale anche la quota di consumi degli impianti cogenerativi per la produzione di energia elettrica che, sulla base dei dati storici disponibili è valutata in circa 94 ktep di olio combustibile. Complessivamente il consumo di gas del settore industriale è quindi pari a 429 milioni di metri cubi. Ai fini del dimensionamento si è considerato il livello massimo descritto nel PEARS per l'intenso sviluppo pari a 355 milioni di metri cubi di domanda industriale inclusa la quota di calore, a cui si aggiunge la stessa quota per generazione elettrica sopra indicata.
- Autotrazione: si ipotizza una conversione degli autotrasporti da carburanti tradizionali a CNG con una penetrazione soprattutto nel trasporto privato e nel trasporto commerciale leggero e pesante. Tale ipotesi rappresenta uno scenario di penetrazione del CNG nei trasporti pari a 75 milioni di metri cubi con una penetrazione del CNG nel trasporto privato pari al 3% su un parco auto di circa 1,1 milioni di veicoli ed una penetrazione del 1,3% nel trasporto commerciale su un parco di veicoli commerciali di circa 0,15 milioni di mezzi. La dimensione del mercato calcolata si pone come media dei tre scenari presentati nel PEARS. Il volume per autotrazione è stato ripartito su base provinciale, in proporzione agli abitanti.

Viene di seguito riportata in tabella la relativa ripartizione per settore:

Settore	Volume (Mmc/a)
Civile + Terziario	157
Industria + Termoelettrico	429
Autotrazione	75
Totale complessivo	661

Domanda gas in caso di fornitura GNL a mercato

In tale configurazione il prezzo più alto della materia prima sarebbe meno competitivo, inoltre il prezzo al cliente finale potrebbe essere significativamente più alto nel caso in cui non fosse perequato il costo delle infrastrutture. Questo indurrebbe una minore penetrazione del gas e una conseguente domanda inferiore rispetto al caso precedente che è stata definita tenendo conto di quanto prevede il PEARS e di quanto prevedono studi di settore relativi a ipotesi simili. La relativa domanda totale è pari a 343 MSm³/anno suddivisa nei vari settori come segue:

Settore	Volume (Mmc/a)
Civile + Terziario	83
Industria + Termoelettrico	194
Autotrazione	66
Totale complessivo	343

ELEMENTI PER LA DETERMINAZIONE DEI BENEFICI

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:

- i) 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;
- ii) l'obiettivo di riduzione delle emissioni e del miglioramento della qualità dell'aria, attraverso: i) la riduzione delle emissioni di CO₂ per circa 430 kton/a nei settori industriali e residenziali; ii) il contributo al phase out del carbone, causa di circa 3 Mton/a di emissioni di CO₂; iii) la conversione a gas/GNL degli attuali consumi di gasolio nei trasporti.

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. Tale condizioni di mercato favoriscono anche la penetrazione del gas naturale in sostituzione dei combustibili maggiormente climalteranti attualmente utilizzati, con i conseguenti benefici ambientali in tema di riduzione delle emissioni e miglioramento della qualità dell'aria.

I benefici sono stati calcolati tenendo conto dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), approvati nella Delibera 230/2019/R/GAS. 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 (SO_x, NO_x, PM etc.) derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale.

Con riferimento ai fattori di emissione e ai costi ingenerati dai vari inquinanti (benefici B5 e B6) si è fatto riferimento al documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici” pubblicato sul sito Snam.

Con riferimento ai prezzi dei combustibili, si è fatto riferimento al documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici” pubblicato sul sito Snam, ad eccezione del prezzo del gas utilizzato per definire i benefici della configurazione di supply con GNL a mercato per cui invece si è definito il prezzo tenendo conto di effettuare un reloading da un terminale europeo del Mediterraneo. Il prezzo del GNL in Sardegna dovrà essere sufficientemente alto da attrarre il gas, pertanto è stato costruito prendendo il prezzo massimo fra l’hub spagnolo e francese a cui sono poi stati sommati i seguenti costi della catena logistica:

- Reloading: 1,2 €/MWh¹
- Shipping: 4 €/MWh²
- Margine di commercializzazione: 2,6 €/MWh³

L’analisi economica è stata sviluppata su un orizzonte temporale di riferimento di 25 anni, a partire dal primo anno di entrata in esercizio dell’infrastruttura, 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.

¹ Reloading dal terminale di Barcellona

² Stimato sulla base di un investimento di 3 navi metaniere per un totale di 90 M€ da recuperare su 25 anni con un TIR del 10%

³ Premio per truck loading service a FOS quotato da ICIS Heren a marzo 2019

ELEMENTI LA DETERMINAZIONE DEI COSTI

Sono stati considerati i seguenti costi infrastrutturali di investimento (CAPEX) e operativi (OPEX):

- TRASPORTO: elaborati secondo la metodologia descritta nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici”, tenendo conto anche dei costi relativi agli allacciamenti
- DISTRIBUZIONE: elaborati tenendo conto del numero di riconsegne previste
- RIGASSIFICAZIONE: elaborati tenendo conto sia delle infrastrutture necessarie per abilitare i terminali esistenti che delle infrastrutture che sono previste in realizzazione in Sardegna
- ALTRO: in tale categoria sono stati implementati i costi di switching (principalmente relativi all’autotrazione) che i costi relativi alle bettoline utilizzate per la fornitura di GNL ai rigassificatori posizionati in Sardegna.

Di seguito vengono riportati i costi relativi alle due configurazioni analizzate:

Rete energetica con interconnessione virtuale	
Capex totali progetto [M€]	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto rete energetica: 590,9 M€ • Ulteriori allacciamenti: 63 M€ • Distribuzione: 579,4 M€ • Rigassificazione: 180,9 M€ • Altro: 145,7 M€
Consuntivo al 31/12/2018 [M€]	0 M€ (11,8 M€ consuntivati ante 2019 da SRG e SGI)
Capex trasporto(al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	572,9 M€
Opex	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto: 7,7 M€/anno • Distribuzione: 11,6 M€/anno • Rigassificazione: 5,0 M€/anno • Altro: 16,5 M€/anno

GNL a mercato	
Capex totali progetto [M€]	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto rete energetica: 590,9 M€ • Ulteriori allacciamenti: 63 M€ • Distribuzione: 354,8 M€ • Rigassificazione: 120,0 M€ • Altro: 71,4 M€
Consuntivo al 31/12/2018 [M€]	0 M€ (11,8 M€ consuntivati ante 2019 da SRG e SGI)
Capex trasporto (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	572,9 M€
Opex	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto: 7,7 M€/anno • Distribuzione: 7,1 M€/anno • Rigassificazione: 3,8 M€/anno • Altro: 6,2 M€/anno

RISULTATI ANALISI DEI COSTI E DEI BENEFICI

Di seguito sono riportati i risultati degli indicatori economici determinati per entrambe le configurazioni di supply

Rete energetica con interconnessione virtuale

INDICATORI DI PERFORMANCE			
INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi)	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	2292 M€	2,3	9 anni
INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi)	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	2278 M€	2,3	9 anni

GNL a mercato

INDICATORI DI PERFORMANCE			
INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi)	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	674 M€	1,5	14 anni
INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi)	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	659 M€	1,5	14 anni

Si segnala che sono inoltre allo studio ulteriori opere infrastrutturali della rete energetica finalizzata ad interconnettere la rete attualmente pianificata con i bacini al momento non attraversati dalla stessa e quindi non inclusi nella domanda gas utilizzata per l'analisi costi benefici. In particolare si considerano nuovi metanodotti che staccandosi dalla derivazione per Nuoro e dalla derivazione per Serramanna consentano le interconnessioni dei bacini 15, 16, 17, 22, 26 e 28 per un costo complessivo preliminare di circa 236 M€. Si è valutato che l'analisi costi benefici risulta positiva anche includendo tali ulteriori interventi. In particolare considerando una domanda complessiva pari a 739 Mmc/anno grazie alla metanizzazione anche di questi nuovi bacini, i risultati dell'analisi costi benefici con la configurazione Virtual Pipeline sono i seguenti:

- VAN= 2.269 M€
- B/C= 2,1
- PBPE= 10 anni