



Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2021-2030

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

31 marzo 2021

1. Executive Summary.....	3
2. Descrizione delle caratteristiche della rete di trasporto esistente ..	5
3. Evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale prevista nello scenario di piano	6
3.1. Situazione ed evoluzioni attese in Europa e in Italia	6
3.2. Scenari adottati ai fini del Piano.....	6
4. Principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nei dieci anni successivi.....	8
4.1. Costi.....	8
4.2. Investimenti già decisi e da realizzare nel triennio 2021-2023.....	8
4.3. Investimenti pianificati da realizzare oltre il triennio 2021-2023..	8
4.4. Forme di coordinamento con gestori di reti di trasporto del gas ed altri operatori di infrastrutture connesse.....	8
4.5. Elementi dimensionali, economici e finanziari del progetto	9
4.6. Analisi costi/benefici del progetto	10
4.7. Approccio utilizzato	10
4.7.1. Risultati	11
4.7.2. Ulteriori vantaggi e compatibilità con altri progetti.....	12
5. ALLEGATO A - SCHEDA TECNICA	14

1. Executive Summary

Infrastrutture Trasporto Gas (di seguito “ITG”) dal 13 ottobre 2017 è una società controllata da Asset Company 2 S.r.l. (società di cui Snam detiene il 100% del capitale sociale). ITG, in qualità di Gestore di Trasporto Indipendente, certificato in conformità al Decreto Legislativo n. 93/2011 (di seguito “D.Lgs. 93/2011”), contribuisce al corretto funzionamento della rete di trasporto da cui dipende l’accesso al gas naturale per i consumatori italiani.

Il presente documento descrive il piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale di ITG, 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 dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), approvati con la Delibera 230/2019/R/GAS e successivamente modificati dalla 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 ITG. Il presente Piano decennale di sviluppo della rete è stato predisposto in continuità con i piani di sviluppo elaborati negli anni precedenti e comunicati alle istituzioni e ai soggetti interessati, secondo le previsioni del contesto legislativo e normativo in vigore.

Il Piano descrive i principali progetti infrastrutturali di sviluppo (di seguito “progetti”) della rete di trasporto di proprietà di Infrastrutture di Trasporto Gas (di seguito ITG) nel periodo temporale compreso tra l’anno 2021 e l’anno 2030.

Le decisioni poste alla base del presente Piano decennale sono state prese in coerenza con:

- il quadro legislativo e regolatorio in vigore;
- gli scenari di sviluppo del mercato del gas naturale;
- la strategia aziendale di ITG e Snam.

In termini di evoluzione della domanda, si prevede una ripresa sia pur moderata dei consumi di gas a livello comunitario e nazionale. La rilevanza e l’entità di tali evoluzioni dipenderanno in particolare dalle politiche ambientali che disincentiveranno l’uso del carbone, dalla velocità di sostituzione del carbone con le altre fonti energetiche e dalla quota che sarà acquisita dal gas. In termini strategici e competitivi il mercato gas in Europa e a livello nazionale sarà influenzato dal più ampio contesto evolutivo del mercato a livello globale.

In coerenza con gli sviluppi progettuali proposti nei precedenti Piani elaborati a partire dal 2014, ITG ha individuato come iniziativa di sviluppo il progetto di realizzazione della tratta Piombino – Isola d’Elba (di seguito anche progetto “ITG-Elba”), progetto propedeutico per la metanizzazione degli otto comuni presenti sull’isola toscana. Il progetto prevede un ulteriore sviluppo della rete italiana e una estensione del mercato

del gas naturale ad aree fino ad oggi escluse dal processo di metanizzazione. La metanizzazione dell'Isola d'Elba potrà favorire l'accesso ad una fonte energetica competitiva e strategica nel processo di transizione verso un sistema de-carbonizzato a cittadini italiani ad oggi privati di tale opportunità.

In tale prospettiva, il progetto di connessione Piombino-Isola D'Elba è stato valutato dal MISE (cfr. comunicazione del 25/05/2016 – prot. 14624) coerente con gli obiettivi indicati dalla SEN in termini di riduzioni delle emissioni gas ad effetto serra in quanto volto a rendere disponibile il gas naturale in aree attualmente non servite da tale combustibile e che si avvalgono di combustibili maggiormente inquinanti e climalteranti.

Nell'ambito della definizione delle soluzioni progettuali di cui al presente Piano sono state attivate forme di coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto nonché con gli enti preposti all'avvio delle procedure per l'eventuale realizzazione delle reti di distribuzione.

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.

2. Descrizione delle caratteristiche della rete di trasporto esistente

ITG possiede e gestisce il tratto di rete nazionale tra Cavarzere-Minerbio, finalizzato a collegare il terminale di rigassificazione situato in prossimità di Rovigo (Adriatic LNG) alla rete di trasporto di Snam Rete Gas alla quale si interconnette presso il punto di interconnessione di Minerbio.

Il metanodotto, avente diametro DN 900 (36") e pressione massima di esercizio di 75 bar, ha una lunghezza pari a 83,4 km e attraversa la bassa pianura veneta ed emiliana interessando le provincie di Venezia, Rovigo, Ferrara e Bologna.

Il sistema di trasporto si compone inoltre di ulteriori impianti accessori di seguito riportati:

- Impianto di lancio dei sistemi di ispezione (PIG) ubicata a Cavarzere con trappola bi-direzionale;
- 15 punti di intercettazione linea (PIL);
- Impianto ubicato a Minerbio comprendente il sistema di ricevimento PIG, il sistema di filtrazione, i sistemi di misura fiscale ed analisi gas;
- Sistema di tele-controllo e control room;
- Sistema di protezione catodica a corrente impressa.

Nella tabella sottostante viene riportato il livello di utilizzo dell'infrastruttura, dal quale si evince l'assenza di criticità e/o congestioni nel funzionamento della stessa nonostante picchi di utilizzo prossimi alla massima capacità tecnica.

Figura 1. Immeso in rete, capacità di trasporto giornaliera massima impegnata e massima utilizzata 2017-2020

(Mm3 @ 10,57275 kWh/Scm)				
Anno	Immeso in rete	Capacità tecnica giornaliera	Capacità giornaliera massima impegnata¹	Capacità giornaliera massima utilizzata
2017	6.848	27,5	25,4	27,0
2018	6.706	27,5	25,4	27,5
2019	7.910	27,5	25,4	27,0
2020	6.806	27,5	26,3	27,2

Fonte: ITG

¹ Sui Punti di Entrata da GNL il conferimento viene effettuato su base mensile, la prestazione del singolo giorno può quindi superare tale valore.

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 di descrizione degli scenari (DDS 2020)” e nel documento “Scenario National Trend Italia” redatti in modo coordinato da Snam e Terna in conformità alle deliberazioni 654/2017/R/EEL, 689/2017/R/GAS e 539/2020/R/gas pubblicati sui rispettivi siti internet.

3.2. Scenari adottati ai fini del Piano

Con riferimento alle informazioni sul contesto e all’analisi della domanda e dell’offerta si rimanda all’ultima edizione disponibile del PAES (Piano d’azione per l’energia sostenibile dell’isola d’Elba) pubblicato nel 2013 che è stato preso come riferimento per l’analisi elaborata in questo Piano.

Dal punto di vista della domanda gas, è stato utilizzato un approccio prudenziale, partendo dal consumo di GPL e gasolio dei comuni elbani come riportati nel bilancio energetico dell’isola d’Elba del PAES. Si è considerato a tal proposito un volume complessivo pari a 21 MSm³/anno che verrà raggiunto dopo un periodo di transizione di 5 anni. I tempi stimati di regimazione dei consumi sono coerenti con processi di metanizzazione di altre aree con densità abitativa e orografia simile. Di seguito si riporta l’ipotesi di build-up della domanda utilizzata ai fini del presente Piano.

Figura 2. Build-up domanda gas

ANNI	1	2	3	4	5
%	6%	25%	43%	62%	100%
Mmc	1,3	5,3	9,0	13,0	21,0

Si è inoltre valutata anche una sensitivity considerando un livello di penetrazione pari all’88% (in coerenza con la media della regione Toscana), con un consumo potenziale per uso residenziale stimato di circa 18,5 MSm³/anno.

Con riferimento ai combustibili che sarebbero oggetto di sostituzione con il progetto di metanizzazione sono stati considerati i consumi di gasolio e GPL indicati nel PAES.

In relazione all’approvvigionamento, grazie al progetto descritto nel paragrafo successivo, l’isola d’Elba sarà interconnessa al sistema di trasporto di Snam Rete Gas e pertanto potrà beneficiare della diversificazione e della sicurezza di approvvigionamento del sistema italiano.

Con riferimento ai prezzi utilizzati all'interno dell'analisi si fa riferimento ai "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto – Appendice informativa 2021"² pubblicata sul sito di Snam.

² https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2021_2030/Appendice_Informativa_ACB_20210225.pdf

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 2021 al 2030 per i progetti di sviluppo ammonta a circa 40 milioni di euro. Nella seguente tabella è riportata la spesa prevista nei primi cinque anni di piano:

[k€]	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2030
SVILUPPO	29	760	1933	5981	10672	39143
MANTENIMENTO	531	449	155	150	150	1.535
TOTALE	560	1209	2088	6131	10822	40678

4.2. Investimenti già decisi e da realizzare nel triennio 2021-2023

Con riferimento allo sviluppo della rete di trasporto ITG ha in corso di realizzazione un allacciamento per la fornitura di gas naturale ad un cliente finale.

4.3. Investimenti pianificati da realizzare oltre il triennio 2021-2023

Con riferimento ai progetti pianificati da realizzare oltre il triennio 2021-2023, il Piano considera un intervento di sviluppo finalizzato alla metanizzazione dell'Isola d'Elba, attraverso un collegamento con la rete di trasporto di Snam Rete Gas presso Piombino.

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

Il progetto ITG-Elba ricade interamente nel territorio nazionale e pertanto non è stato segnalato nell'ambito del TYNDP 2020 redatto a cura di ENTSO-G in quanto non necessita di coordinamento con gestori di reti estere.

Nell'ambito della valutazione del progetto sono state avviate attività di coordinamento con SRG in qualità di trasportatore direttamente interconnesso a monte per l'individuazione del punto di interconnessione dal quale verrà approvvigionata la fornitura di gas per l'Isola d'Elba. Dalle analisi effettuate non sono emerse necessità di interventi di potenziamento sulla rete a monte ulteriori rispetto alle opere di interconnessione.

Con riferimento alle attività di coordinamento con gli operatori di valle, tenuto conto che non è ancora stato individuato il concessionario di distribuzione, ITG ha provveduto a interfacciarsi con gli enti preposti all'avvio delle procedure per l'eventuale realizzazione delle reti di distribuzione. ITG ha inoltre offerto la propria disponibilità a partecipare a tavoli tecnici su richiesta del RUP della gara d'ambito di Livorno.

Si segnala che non si ha evidenza di ulteriori interventi di sviluppo infrastrutturale con

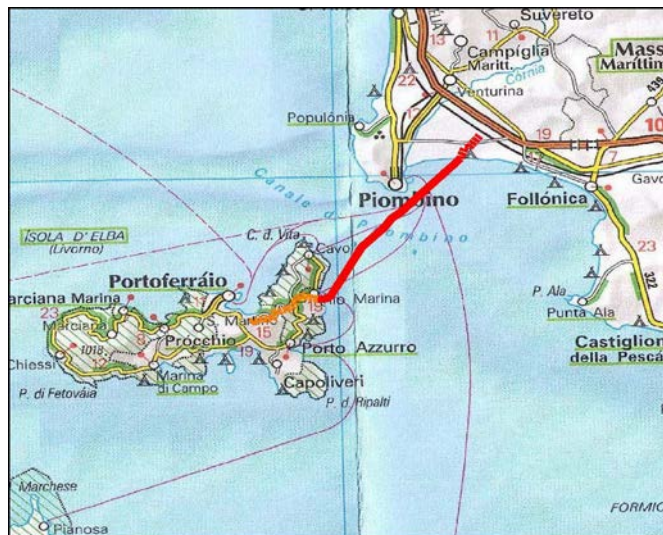
analoga finalità proposti da parte di altri soggetti.

4.5. *Elementi dimensionali, economici e finanziari del progetto*

Il dimensionamento della condotta tiene conto delle esigenze di consumo di picco su base oraria, tenuto conto che sull'isola d'Elba non si prevedono disponibilità di stoccaggi di gas. Inoltre, tenuto conto della forte volatilità dei prelievi, specie in un contesto di rilevanti presenze turistiche nei mesi estivi, ai fini del dimensionamento si è tenuto conto della contemporaneità dei picchi di prelievo.

Al fine di dare garanzia di continuità della fornitura in tutte le possibili condizioni di picco, ITG ha definito il diametro della condotta pari a 8" con massima pressione di esercizio pari a 75 bar. Inoltre, il progetto si compone, oltre al tratto offshore di 23 km, di una tratta a terra in Toscana di 4 km e di una tratta a terra sull'isola d'Elba di 7 km per una lunghezza complessiva pari a 34 km. Tale soluzione progettuale, conferma il progetto individuato nel Piano 2020-2029.

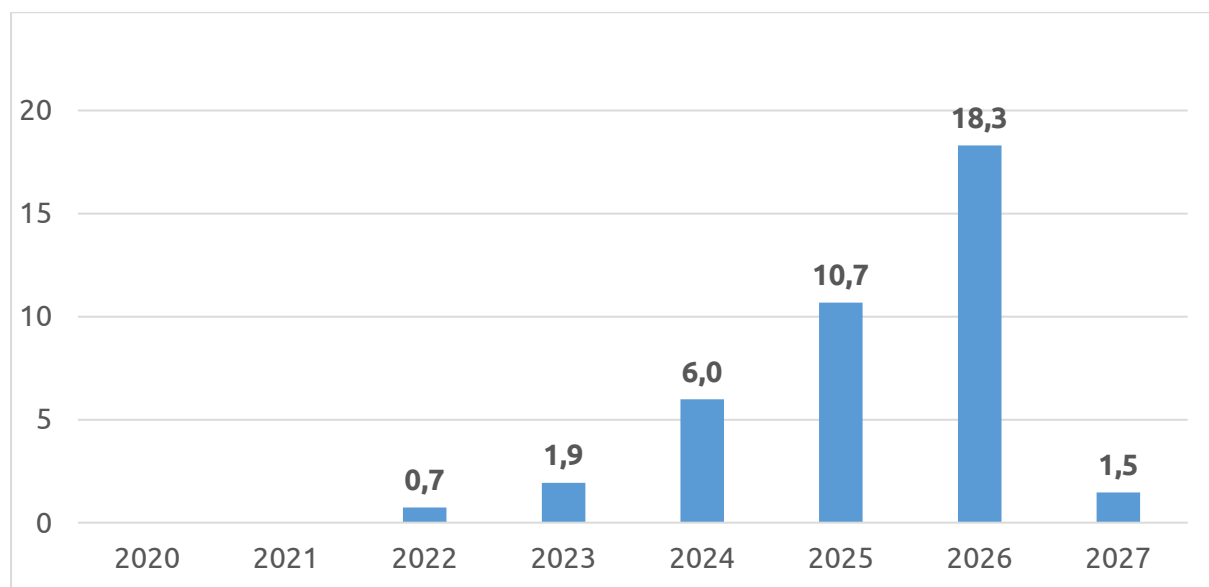
Figura 3. Metanodotto in alta pressione tra Piombino e Rio Marina



Gli investimenti sono distribuiti su un orizzonte temporale di quattro anni con previsione di entrata in esercizio al 2026. Le attività realizzative sono suddivise in tre macro-fasi a partire dall'avvio del progetto:

- Basic & Front-End Engineering Design
- Permitting
- Engineering, Procurement, Construction & Commissioning

Gli investimenti previsti per la realizzazione del progetto ammontano a 39,1 M€ distribuiti come indicato nella successiva figura 4.

Figura 4. Capex (M€)


Ai fini della successiva analisi costi benefici sono stati considerati gli ulteriori sviluppi infrastrutturali per la realizzazione dell'interconnessione con il trasportatore di monte e delle reti di distribuzione (inclusivi dei *feeder* intercomunali, della rete cittadina e degli allacciamenti) nonché i costi associati alla conversione a gas naturale degli apparati dei clienti finali. Tali costi sono stimati in circa 44 M€.

In ottica conservativa, in attesa che venga individuato il soggetto che sarà incaricato dello sviluppo e gestione della rete di distribuzione e in coordinamento con l'ente preposto all'avvio delle procedure, è stata ipotizzata una realizzazione dell'infrastruttura di distribuzione parallelamente a quella di trasporto e con le stesse tempistiche. Inoltre, sempre in ottica conservativa, si è ipotizzato un avvio delle forniture a valle della conclusione delle attività realizzative con un raggiungimento della domanda a regime dopo 5 anni come indicato al precedente paragrafo 3.2.

4.6. Analisi costi/benefici del progetto

4.7. Approccio utilizzato

L'analisi costi/benefici del progetto è stata eseguita tenendo conto dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), modificati come da 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 ³.

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

³ https://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/piano_decennale_2021_2030/criteri.html

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.

Per la stima dei costi sono state considerati gli investimenti infrastrutturali ed impiantistici (capex) necessari 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"). Si evidenzia che i costi sono considerati in termini reali.

Con riferimento ai prezzi dei combustibili, si è fatto riferimento al documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici" e all'"Appendice informativa" pubblicati sul sito Snam che indicano i valori per i tre seguenti scenari:

- Business-As-Usual BAU: proietta inerzialmente i trend attuali e si caratterizza per uno sviluppo tecnologico basato sul solo merito economico;
- Centralized (CEN), che raggiunge i target 2030 di decarbonizzazione, quota FER ed efficienza energetica e le indicazioni non vincolanti di contenimento delle emissioni di CO2 di lungo periodo;
- National Trend Italia (NT Italia), costruito come aggiornamento dello scenario National Trend sviluppato dagli ENTSOs e pubblicato nel TYNDP 2020 e dello scenario PNIEC.

L'analisi economica è stata sviluppata su un orizzonte temporale di riferimento di 25 anni per tutti e 3 i diversi scenari sopra elencati, 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.

4.7.1. Risultati

I risultati dell'analisi per i tre scenari considerati sono presentati attraverso i seguenti indicatori sintetici di performance economica di cui all'articolo 10.3 dell'Allegato A della deliberazione 468/2018/R/Gas e s.m.i.:

Scenario	VAN [M€]	B/C	PBP
BAU	52,0	1,69	13
CEN	60,9	1,81	12
NT Italia	122,0	2,62	9

I valori assunti dagli indicatori monetari risultano positivi.

Vengono inoltre di seguito riportate le analisi di sensitività effettuate per valutare la sostenibilità del progetto al variare delle ipotesi di costo dell'iniziativa (capex e opex), del social discount factor, dell'anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura.

Nella tabella sottostante sono riportati i fattori critici ed i relativi *"switching value"* in termini di variazioni rispetto all'analisi di base.

Scenario	CAPEX+OPEX	ANNO DI ENTRATA IN ESERCIZIO	COST OF GAS DISRUPTION
BAU	70%	+17 anni	n.a.
CEN	81%	+20 anni	n.a.
NT Italia	165%	+29 anni	n.a.

Si rappresentano inoltre in allegato i risultati relativi allo scenario di domanda con penetrazione gas dell'88% descritto nel paragrafo 3.2.

4.7.2. 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 non direttamente monetizzabili associati al progetto in oggetto.

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.

Il progetto "ITG-Elba" presenta inoltre ulteriori vantaggi legati al possibile impulso positivo sul tessuto economico-turistico dell'isola conseguente alla maggiore economicità e semplificazione nell'approvvigionamento di combustibile.

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.

5. ALLEGATO A - SCHEDA TECNICA

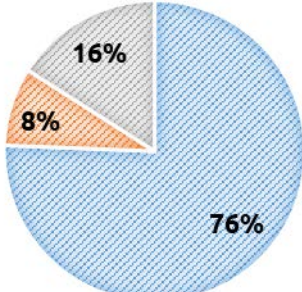
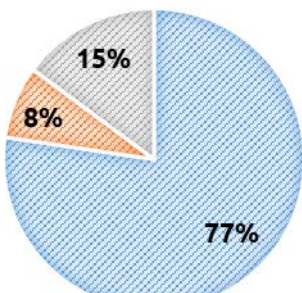
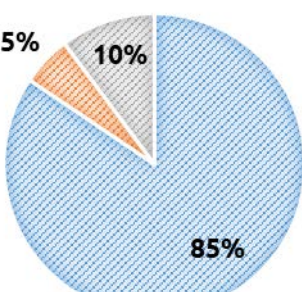
SCHEDA PROGETTO METANIZZAZIONE ISOLA D'ELBA					
INFORMAZIONI SUL CONTESTO DI RIFERIMENTO					
Gli scenari di domanda e offerta nazionali sono descritti nel “Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)” e nel documento “Scenario National Trend Italia” redatti in modo coordinato da Snam e Terna in conformità alle deliberazioni 654/2017/R/EEL, 689/2017/R/GAS e 539/2020/R/gas pubblicati sui rispettivi siti internet.					
ANALISI DOMANDA E DELL'OFFERTA					
Analisi della domanda	Consumi di GPL e Gasolio riportati nel PAES 2013				
	Consumo previsto: 21 MSmc/anno a regime				
	Settori interessati: civile / residenziale				
Analisi dell'offerta	Gli scenari di domanda e offerta nazionali sono descritti nel “Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)” e nel documento “Scenario National Trend Italia” redatti in modo coordinato da Snam e Terna in conformità alle deliberazioni 654/2017/R/EEL, 689/2017/R/GAS e 539/2020/R/gas pubblicati sui rispettivi siti internet.				
ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO					
Denominazione intervento			Metanizzazione Isola D'Elba		
Opere principali ed accessorie					
Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)	Tipologia
IT_01a	Sealine Piombino-Rio Marina	200	23	75	principale
IT_01b	Piombino-Approdo Toscana	200	4	75	principale
IT_01c	Approdo Isola d'Elba-Portoferraio	200	7	75	principale

Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)			
Codice identificativo intervento	COD. ITG: IT_ITG_RN_01		
Obiettivo generale dell'intervento	<ul style="list-style-type: none">• metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda• sostenibilità ambientale		
Obiettivo specifici	<ul style="list-style-type: none">• soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree• promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti• riduzione emissioni CO2• riduzione emissioni altri inquinanti (e.g. SOx, Nox, PM etc.)		
Categoria principale intervento	Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate		
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2014-2023		
Incremento delle capacità di trasporto			
Punto della rete impattato	Direzione (entrata/uscita)	Incremento di capacità [Sm3/g]	
Nuovo Punto di interconnessione a Piombino e nuovo punto di riconsegna a Portoferraio	Entrata	La struttura è dimensionata per garantire il trasporto dei quantitativi di domanda riportati in precedenza	
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative	Non applicabile		
Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Interventi di interconnessione alla rete di trasporto SRG e a infrastrutture di distribuzione		
Indicazione dello stato dell'intervento	Pianificato		

Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	Posticipato in coerenza con le tempistiche del processo di realizzazione delle reti di distribuzione
---	--

ANALISI COSTI/BENEFICI

BENEFICI MONETARI -Totale benefici periodo di analisi			
	BAU	CEN	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	198.5 M€	218.4 M€	347.3 M€
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	22.1 M€	22.1M€	22.1M€
B6: Riduzione esternalità negative associate ad emissioni non CO2	41.9 M€	41.9 M€	41.9 M€
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>BAU</p> <p>■ B2 ■ B5 ■ B6</p>  <table border="1"><thead><tr><th>Scenario</th><th>B2</th><th>B5</th><th>B6</th></tr></thead><tbody><tr><td>BAU</td><td>76%</td><td>8%</td><td>16%</td></tr></tbody></table>	Scenario	B2	B5	B6	BAU	76%	8%	16%	
Scenario	B2	B5	B6							
BAU	76%	8%	16%							
	<p>CEN</p> <p>■ B2 ■ B5 ■ B6</p>  <table border="1"><thead><tr><th>Scenario</th><th>B2</th><th>B5</th><th>B6</th></tr></thead><tbody><tr><td>CEN</td><td>77%</td><td>8%</td><td>15%</td></tr></tbody></table>	Scenario	B2	B5	B6	CEN	77%	8%	15%	
Scenario	B2	B5	B6							
CEN	77%	8%	15%							
	<p>NT ITALIA</p> <p>■ B2 ■ B5 ■ B6</p>  <table border="1"><thead><tr><th>Scenario</th><th>B2</th><th>B5</th><th>B6</th></tr></thead><tbody><tr><td>NT ITALIA</td><td>85%</td><td>5%</td><td>10%</td></tr></tbody></table>	Scenario	B2	B5	B6	NT ITALIA	85%	5%	10%	
Scenario	B2	B5	B6							
NT ITALIA	85%	5%	10%							
COSTI										
Capex totale progetto [M€]	Rete di trasporto totale: 39,1									
	Rete di distribuzione totale: 44									
Consuntivo al 31-12-2020 [M€]	-									

Opex [M€/anno]	Come da metodologia Analisi Costi-Benefici: Opex trasporto + distribuzione (a regime): 1,0
----------------	---

INDICATORI DI PERFORMANCE						
	Analisi 1° Stadio (rif. Par. 8.4)			Analisi 2° Stadio (rif. Par. 8.4)		
BAU	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
	52	1.69	13	52	1.69	13
CEN	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	60,9	1.81	12	60,9	1.81	12
NT	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	122	2.62	9	122	2.62	9

Scenario	CAPEX+OPEX	Anno E.E.	CoDG
BAU	70%	+17 anni	n.a.
CEN	81%	+20 anni	n.a.
NT Italia	165%	+29 anni	n.a.

Si riportano di seguito i risultati dell'analisi di sensitività considerando un livello di domanda gas pari a 18,5 MSm3/anno, in linea con una penetrazione del gas pari all'88% così come descritto nel paragrafo 3.2.

INDICATORI DI PERFORMANCE						
	Analisi 1° Stadio (rif. Par. 8.4)			Analisi 2° Stadio (rif. Par. 8.4)		
BAU	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
	36.92	1.49	15	36.92	1.49	15
CEN	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	44.75	1.60	14	44.75	1.60	14
NT	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	98.53	2.31	10	98.53	2.31	10