



energia per ispirare il mondo

Workshop

“Piani Decennali 2022-2031 di sviluppo della rete di trasporto del gas”

04.05.2022

Workshop Digitale Piani Decennali 2022-2031

04 maggio 2022

14:30 – 14:45 **Introduzione**

ARERA

Snam

*Direttore Infrastrutture Energia e Unbundling - **Andrea Oglietti***

*EVP Commercial, Asset Planning & Regulatory Affairs – **Gaetano Mazzitelli***

14:45 – 15:15 Piano Decennale **Snam Rete Gas**

*Programmazione Infrastrutture – **Nicola Battilana***

*Programmazione Rete Nazionale – **Claudio Montanari***

*Programmazione Rete Regionale – **Ruggero Dipilato***

15:15 – 16:00 Piano Decennale **Società Gasdotti Italia**

*Responsabile Sviluppo, Allacci e Gas Rinnovabili – **Carmelo Fallone***

*Responsabile Sviluppo Rete – **Marco Mercuri***

Piano Decennale **Enura**

*SNAM - **Claudio Montanari***

Piano Decennale **Itg**

*SNAM – **Claudio Montanari***

Piano Decennale **Retragas**

*Responsabile Operativo Trasporto Gas – **Aldo Martire***

Piano Decennale **Energie Rete Gas**

*Compliance e Controllo di Gestione - **Matteo Mameli***

Piano Decennale **Gasdotti Alpini**

*Responsabile Pianificazione Tecnica – **Nicola Recchia***

16:00 – 16:30 **Q/A**





“Piani Decennali 2022-2031 di sviluppo della rete di trasporto del gas”

Nicola Battilana – *Head Programmazione Infrastrutture*

Claudio Montanari – *Head Programmazione Rete Nazionale*

Ruggero Dipilato – *Head Programmazione Rete Regionale*

Obiettivi del documento

Il **Piano Decennale** descrive i principali progetti infrastrutturali sulla rete di trasporto, in coerenza con i seguenti **obiettivi**¹:

- **Integrare i mercati energetici**
 - Garantire la **sicurezza di approvvigionamento**
 - Favorire **concorrenza e diversificazione** delle fonti di **approvvigionamento**
 - Supportare l'**evoluzione del mercato del gas** (i.e. via metanizzazione aree non servite, supporto nuova domanda)
 - Incrementare la **sostenibilità ambientale** del settore energia
 - Promuovere la **qualità del servizio erogato**
-

1. Articolo 6.3 dell'Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/gas

Agenda

- 1 Il sistema infrastrutturale e di trasporto gas
- 2 Gli scenari Snam Terna
- 3 Gli interventi di sviluppo della rete nazionale
- 4 Gli interventi di sviluppo della rete regionale
- 5 Gli interventi di mantenimento e sostituzione
- 6 Gli interventi per la transizione energetica

Le infrastrutture del gas Europee

Europa

Rete gas



200.000 km, 9500 MW
Capacità : 24 TWh/g

GNL



21 impianti
Stoccaggio: 64 TWh
Rigassificazione: 7 TWh/g

Stoccaggio



150 siti
Stoccaggio: 1170 TWh

Italia

Rete gas



35,000 km, 950 MW
Capacità : 3,8 TWh/g

GNL



3 impianti
Stoccaggio: 3,2 TWh
Rigassificazione: 0,6 TWh/g

Stoccaggio

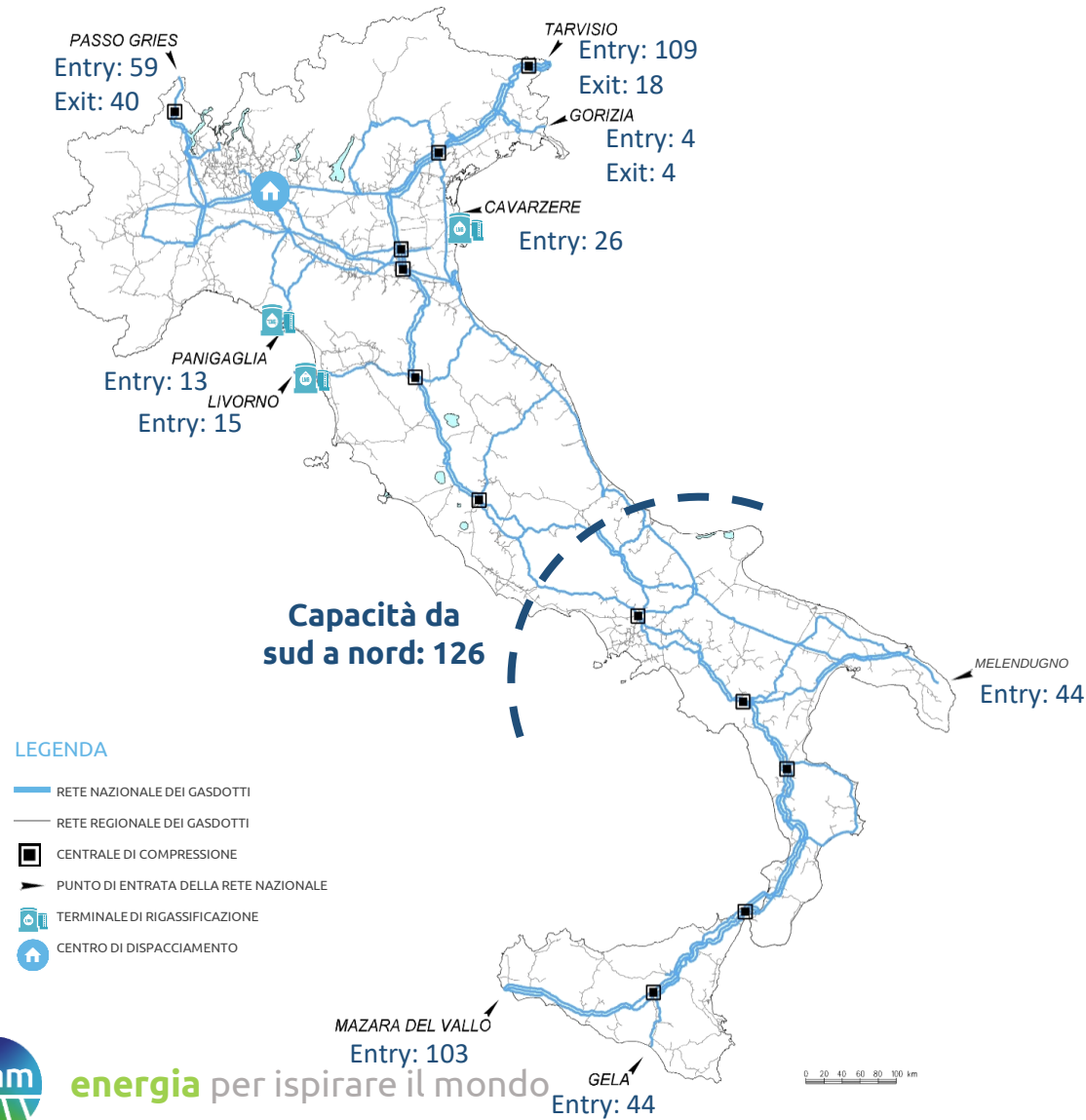


13 siti
Stoccaggio: 200 TWh



energia per ispirare il mondo

La rete di trasporto Snam



Le principali caratteristiche

- Capacità: 352 Msm³/g pari a 3.842 GWh/g
- Rete di trasporto di oltre 32.600 km
 - Rete Nazionale ~ 9.600 km (*)
 - Rete Regionale ~ 23.000 km
- 13 impianti di compressione (oltre 950 MW)
- Oltre 30 «nodi» di smistamento
- Oltre 500 aree impiantistiche di riduzione e regolazione delle pressioni
- Circa 23.500 Km eserciti a pressioni superiori ai 24 bar
- Circa 13.000 km rete ispezionabili internamente e circa 17.000 km sottoposti a sorveglianza geologica
- Oltre 40% della rete in aree collinari o montagnose, 8% della rete in aree densamente abitate

(*) Diametri fino a 1.400 mm



energia per ispirare il mondo

(*) Capacità in MSmc/g

Scenari Energetici piano decennale 2022-31

Gli scenari adottati per lo sviluppo del Piano decennale sono:

NATIONAL TREND ITALIA : (NT) Scenario che recepisce gli obiettivi del PNIEC in termini di emissioni, efficienza energetica e penetrazione delle rinnovabili. Sviluppato da Terna e Snam partendo dallo scenario National Trends (NT ENTSOs TYNDP 2020) con alcuni affinamenti e aggiornamenti.

GLOBAL AMBITION : (GA) Scenario ENTSOs TYNDP 2020 che rispetta gli obiettivi di contenimento della temperatura entro 1,5 °C con una visione centralizzata del sistema energetico, dove oltre allo sviluppo delle rinnovabili assume rilevanza il contributo dei gas verdi, in particolare idrogeno e biometano.

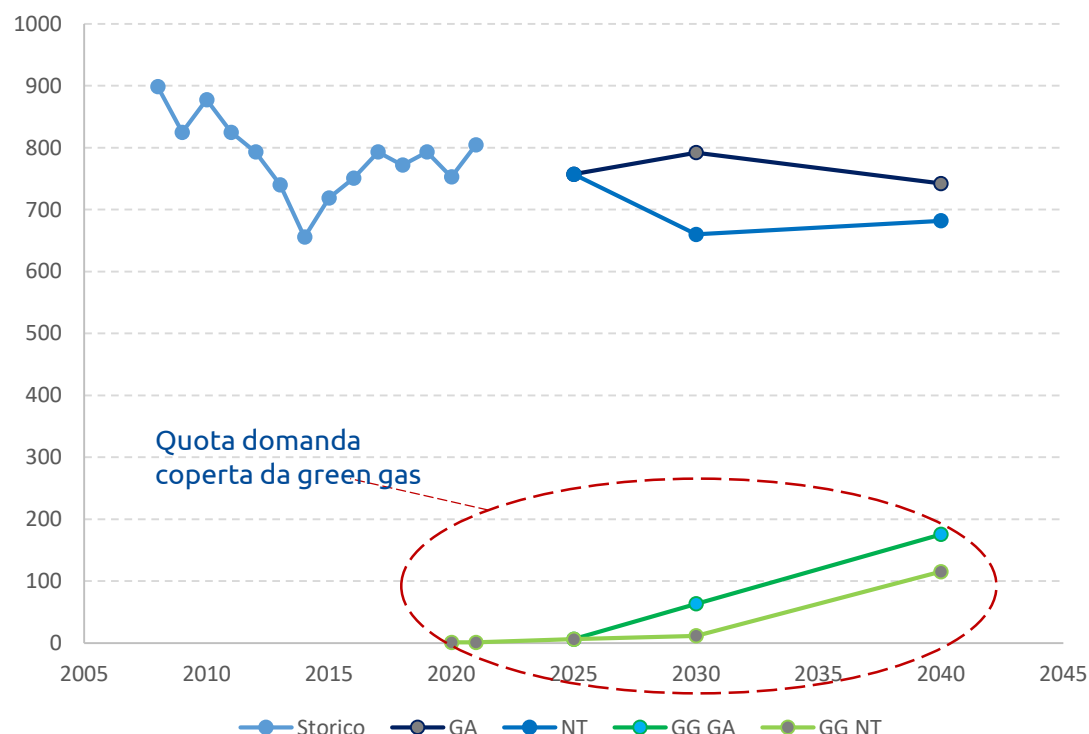
Nel lungo termine l'infrastruttura gas mantiene un ruolo essenziale e la progressiva penetrazione delle FER è sostenuta dall'interazione tra gas ed energia elettrica



Evoluzione della domanda gas

Le analisi sviluppate in coordinamento con l'operatore di trasmissione elettrica ...

Scenari coordinati Snam-Terna [TWh]



Principali evidenze

- ❑ Lieve diminuzione della domanda gas sia nel GA (con sviluppo tecnologie rinnovabili/low carbon centralizzate) sia nel NT (con maggiore elettrificazione e generazione distribuita)
- ❑ Progressiva penetrazione in tutti gli scenari di quantità crescenti di gas verde nel mix energetico (idrogeno, biometano e syngas)
- ❑ Nel GA la quota di gas verdi raggiunge al 2040 il 24% della domanda complessiva di gas con biometano a circa 99 TWh e H2 a circa 77 TWh

... evidenziano al 2040 una domanda gas stabile in tutti gli scenari analizzati

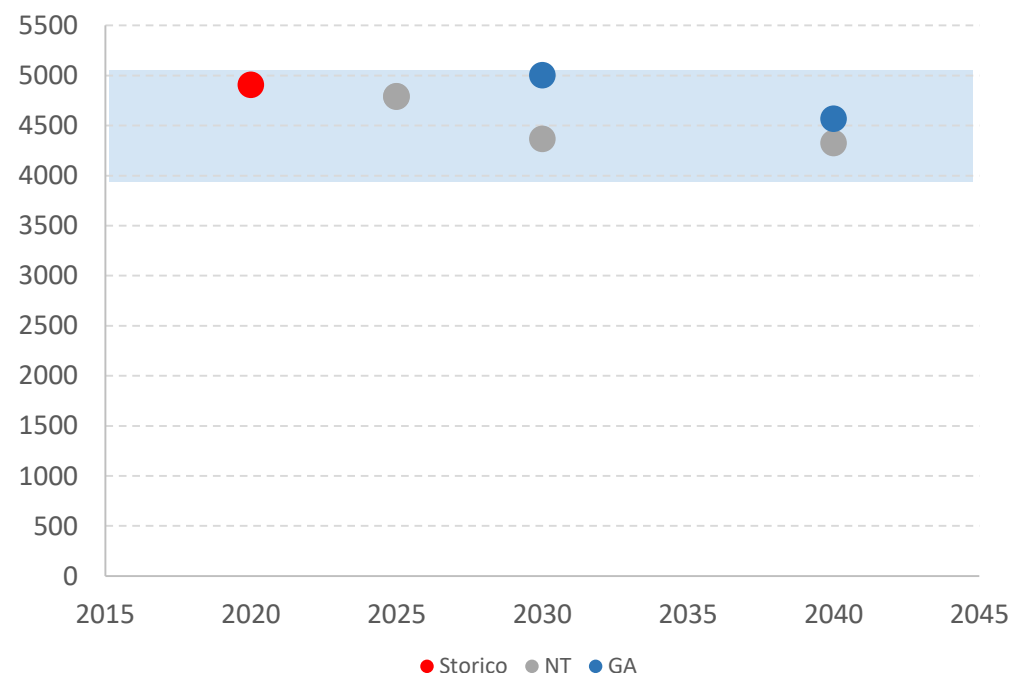


energia per ispirare il mondo

Contesto: gli scenari e le politiche energetiche correlate alla loro genesi

Mantenimento della flessibilità infrastrutturale ...

Fabbisogno di punta invernale (1/20) – [GWh]



Principali evidenze

- ❑ Domanda di punta al 2040 prevista tra ca. 4300 - 4600 GWh, sostanzialmente in linea rispetto ai valori attuali
- ❑ La crescita progressiva delle FER non programmabili nel sistema elettrico e il conseguente aumento della volatilità richiedono maggiore flessibilità infrastrutturale e quindi
- ❑ La riduzione del fabbisogno di punta civile è bilanciata dall'incremento della punta per generazione termoelettrica

... per garantire la copertura dei picchi di domanda giornaliera



energia per ispirare il mondo

Principali progetti di sviluppo del Piano Decennale

Progetti di sviluppo 2022-2031



energia per ispirare il mondo

Focus: principali progetti di sviluppo di rete nazionale

- I **progetti di sviluppo di rete nazionale** hanno come principali obiettivi la creazione di **nuova capacità di importazione**, l'**aumento dell'efficienza e dell'affidabilità** del trasporto e la **riduzione delle emissioni di CO2** legate al trasporto

	Denominazione Progetto	Size	CAPEX [M€]	B/C	VAN [M€]
1	Potenziamento per nuove importazioni da Sud (Linea Adriatica)	505 km (*) 33 MW	2389	1,5 (**)	668
2	Centrali Dual Fuel	237 MW	880	2,4	865

Nota: La tabella rappresenta i valori afferenti allo scenario NT Configurazione Equilibrata

(*) Diametro Nominale DN 1200

(**) il B/C nella configurazione di supply «SUD» è pari a 2.2

Potenziamento per nuove importazioni da Sud

Linea Adriatica



Obiettivi del progetto

- ✓ resilienza del sistema
- ✓ risoluzione congestioni
- ✓ flessibilità infrastrutturale
- ✓ continuità della fornitura
- ✓ sviluppo della concorrenza competizione e liquidità
- ✓ disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento

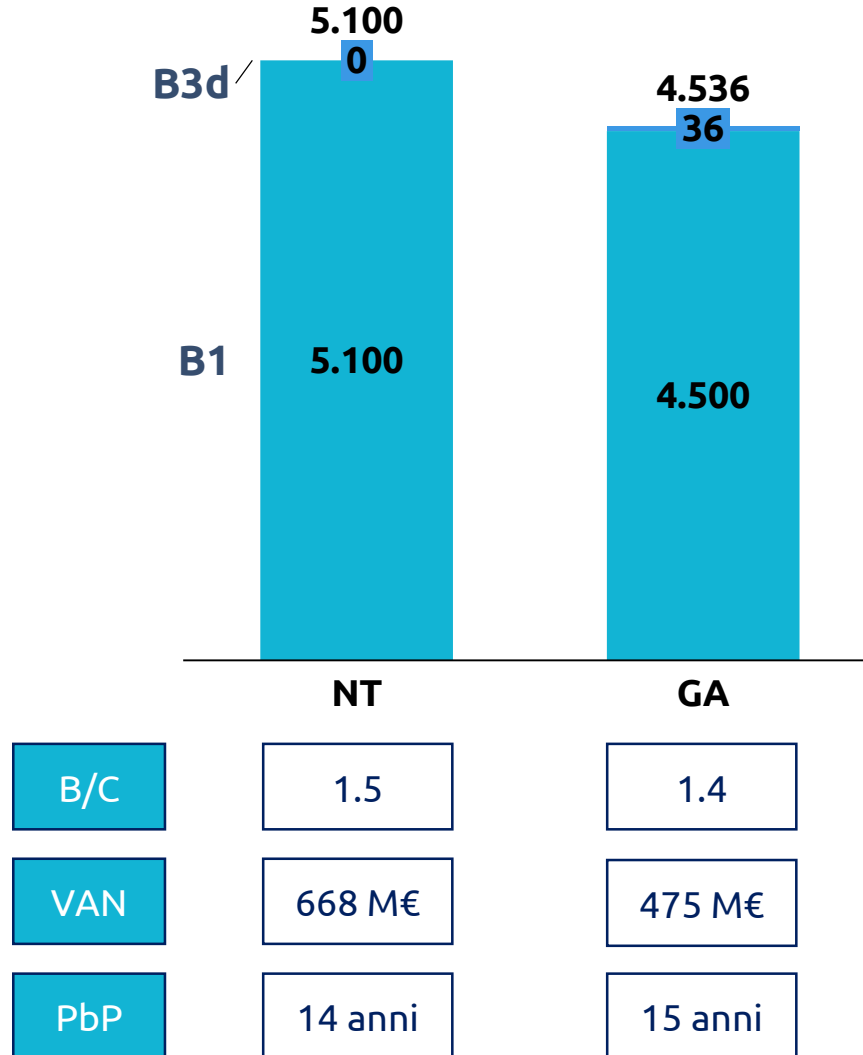
Progetto di Sviluppo	km	DN	MW	EE	COSTO [M€]
Met. Sulmona – Foligno	170	1200	-	2033	664
Met. Foligno – Sestino	114	1200	-	2034	498
Met. Sestino – Minerbio	141	1200	-	2034	619
Met. Matagiola – Massafra	80	1400	-	2034	403
Imp. di regolazione di Moliterno	-	-	-	2034	4
Centrale di Sulmona	-	-	33	2031	201



Il progetto consente l'incremento della capacità di importazione da sud di circa 24 MSm³/g e l'incremento della capacità di import in Puglia fino a 74 MSm³/g

Le tempistiche di entrata in esercizio, pianificate nella seconda metà del 2021, potrebbero variare in relazione ai nuovi possibili scenari di approvvigionamento

Potenziamento per nuove importazioni da Sud - benefici del progetto (M€)



B1 - variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura

Il beneficio deriva dalla variazione del mix di approvvigionamento ed è stimato per mezzo di simulazioni di mercato a livello Europeo



B3d - Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in condizioni di disruption

Sono stati simulati 30 giorni di interruzione di Baumgarten

Il beneficio è stato applicato con una probabilità di accadimento pari a una volta ogni 25 anni

Le analisi rispecchiano la condizione al momento della redazione del Piano Decennale

Ulteriori Potenziamenti da Sud

Descrizione del Progetto



Il progetto prevede ulteriori potenziamenti della Dorsale Tirrenica e delle centrali di compressione esistenti da Sud a Nord

L'investimento è modulabile a seconda dell'evoluzione degli scenari di supply e domanda con il fine di creare capacità di import da sud addizionale rispetto a quella prevista con il progetto Linea Adriatica

L'investimento è attualmente previsto fuori dall'orizzonte di Piano

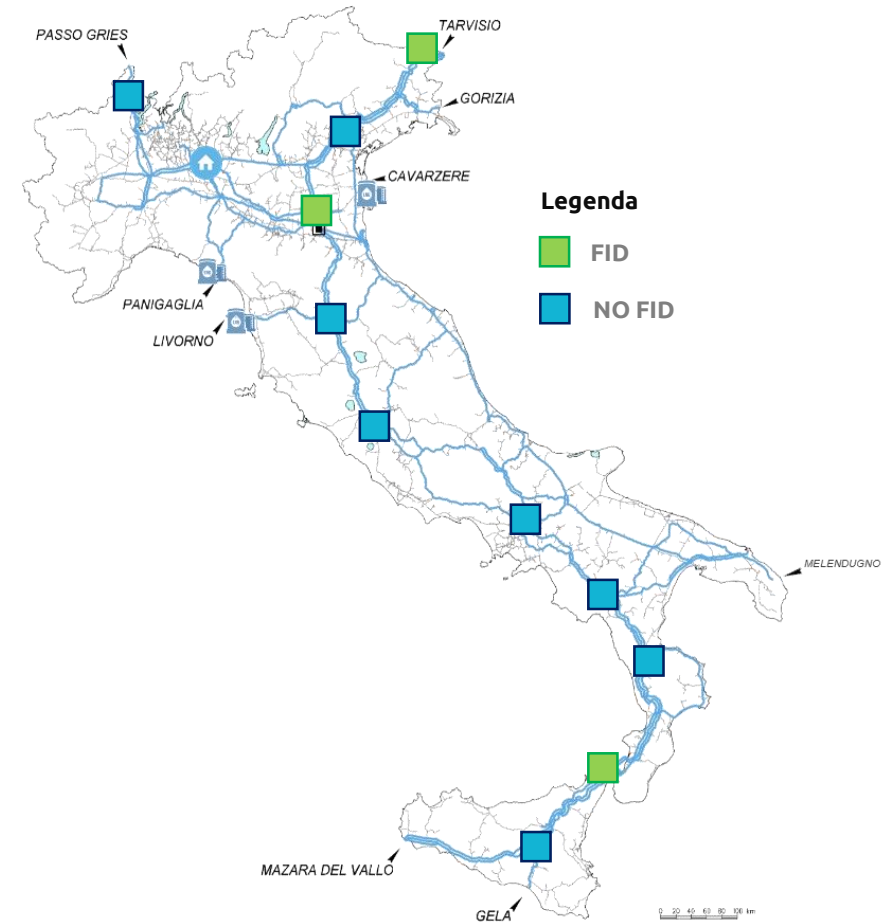
Centrali Dual Fuel - descrizione del progetto



Obiettivi del Progetto

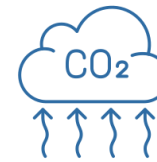
- ✓ Sostituzione dei turbocompressori a fine vita utile con elettrocompressori più efficienti
- ✓ Garantire la Security of supply
- ✓ Diminuire i costi di compressione
- ✓ Raggiungimento dei target «net zero» al 2040
- ✓ Sector Coupling gas/elettrico

Centrale	TUCO Sost. [MW]	ELCO [MW]	Costo [M€]	E.E.	
Malborghetto	2X10	2 X 12	125	2024	
Messina	1X25	2X12	90	2025	
Poggio Renatico	1X12	1X15	63	2024	
Istrana	1X25	1X25	80.5	2029	
Montesano	1X25	1X25	80.5	2029	
Gallese	1X25	1X25	80.5	2029	
Enna	1X25	1X25	80	2029	NEW
Tarsia	1X25	1X25	80	2029	
Melizzano	1X25	1X25	80	2029	
T. Bracciolini	1X10	1X12	60	2029	
Masera	1X12	1X12	60	2029	



Centrali Dual Fuel - benefici del progetto (M€)

energia per ispirare il mondo



B5, B6 – Diminuzione emissioni di CO2, altri inquinanti : Determinate sulla base della previsione di utilizzo delle centrali come differenza rispetto alle emissioni dello scenario controfattuale



B8 – riduzione dei costi di compressione: Determinati come riduzione di energia primaria consumata rispetto allo scenario controfattuale



B9 – fornitura di flessibilità al sistema elettrico: Determinato con simulazione di un intervento come riserva terziaria, determinando la riduzione degli oneri MSD.

(*) Considera anche ~ 760 M€ di costi evitati di sostituzione dei TUCO

Obiettivi degli interventi di sviluppo della Rete Regionale

- Creare **nuova capacità di trasporto**, allo scopo di sostenere nel medio lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati in una determinata area
 - **Realizzare nuovi allacciamenti alla rete esistente**, funzionali a consentire la riconsegna del gas naturale a nuovi siti industriali, a reti di distribuzione o a nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto, ovvero consentire l'immissione in rete di gas naturale, biometano e altri green gas
 - **Potenziare (e/o estendere, nel caso di un nuovo bacino d'utenza) la rete** a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto
-

Progetti di Sviluppo della Rete Regionale soggetti ad ACB

PROGETTO	Stato Avanzamento	FID/ NON FID	DN	LUNGHEZZA	COSTO A VITA INTERA	BENEFICI	NPV	PBP	B/C
			PRINCIPALE						
			[mm]	[km]	[M€]	[M€]	[M€]		
POT. MET. BOLTIERE - BERGAMO	In Esercizio	FID	400	8,2	17,9	87	38,0	7	3,2
MET. MORNICO AL SERIO - TRAVAGLIATO	In Esercizio	FID	500	24,9	36,8	115	45,0	7	2,5
METANODOTTO DESIO - BIASSONO	In Costruzione	FID	400	4,8	15,7	45	16,0	9	2,2
POT. RETE RAVENNA FIUMI UNITI	In Costruzione	FID	200/100	7,6	5,9	15	4,0	12	1,6
MET. REANA DEL ROIALE - CAMPOFORMIDO	Pianificato	NON FID	500	16,0	31,9	172	60,0	5	3,8

Nota: Le analisi ACB escludono, ove presenti, i costi compensativi esogeni al progetto.

Progetti di mantenimento per continuità di esercizio

I seguenti progetti prevedono la realizzazione di nuove infrastrutture, finalizzate a garantire la continuità di esercizio in aree caratterizzate da un rischio più elevato di interruzione del servizio di trasporto.

PROGETTO	Stato Avanzamento	FID/ NON FID	DN	LUNGHEZZA	COSTO A VITA INTERA	BENEFICI	NPV	PBP	B/C
			PRINCIPALE						
			[mm]	[km]	[M€]	[M€]	[M€]		
MET. SESTRI LEVANTE – RECCO (*)	Autorizzazioni pubbliche	FID	400	50	254	260	-45/0	≥ 25	0,8 – 1,0
RIFACIMENTO DERIVAZIONE E SPINA DI GENOVA	Progettazione di Base	FID	400/500/600	7	47	146	46	8	2,4
RIFACIMENTO MET. LIVORNO - PIOMBINO	Progettazione di Base	FID	750	87	269	12291	6443	1	35,3

(*) I costi del progetto sono aumentati, a seguito della definizione del dettaglio della progettazione, con particolare riferimento alle tecniche realizzative dell'intervento. L'aumento di costo e la riduzione dei volumi di domanda attesi, nel contesto del mercato servito dalla nuova infrastruttura, porterebbero ad un'analisi con benefici inferiori ai costi (B/C=0,8). Pertanto, il progetto è in corso di rivalutazione.



Esempio di mantenimento per continuità di esercizio



RIFACIMENTO DERIVAZIONE E SPINA DI GENOVA

Ammodernamento di strutture di trasporto esistenti realizzate negli anni '50 e '60, aumentando la resilienza del sistema tramite la creazione di una nuova bretella e diminuendo la necessità di interventi su una tubazione ormai datata.

LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	2,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1956
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	0,25
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	4,52
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	3,43
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Continuità d'esercizio

Progetti di sostituzione

Gli interventi di sostituzione dei metanodotti ...



Attività di posa di un metanodotto

Interventi di sostituzione

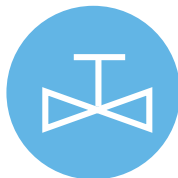
- ❑ Intervento di completo rifacimento di un metanodotto esistente
- ❑ Possibilità di valutare in caso di intervento modifiche in termini di:
 - ❑ Lunghezza (necessità di varianti e.g. legate all'attraversamento di aree specifiche)
 - ❑ Diametro (e.g. in funzione dei fabbisogni di trasporto futuri)
- ❑ Utilizzo di best practices nelle metodologie di progettazione e nelle tecnologie di posa dei metanodotti

... sono valutati al fine di preservare l'integrità e l'affidabilità della rete di trasporto

Obiettivi dei progetti di sostituzione

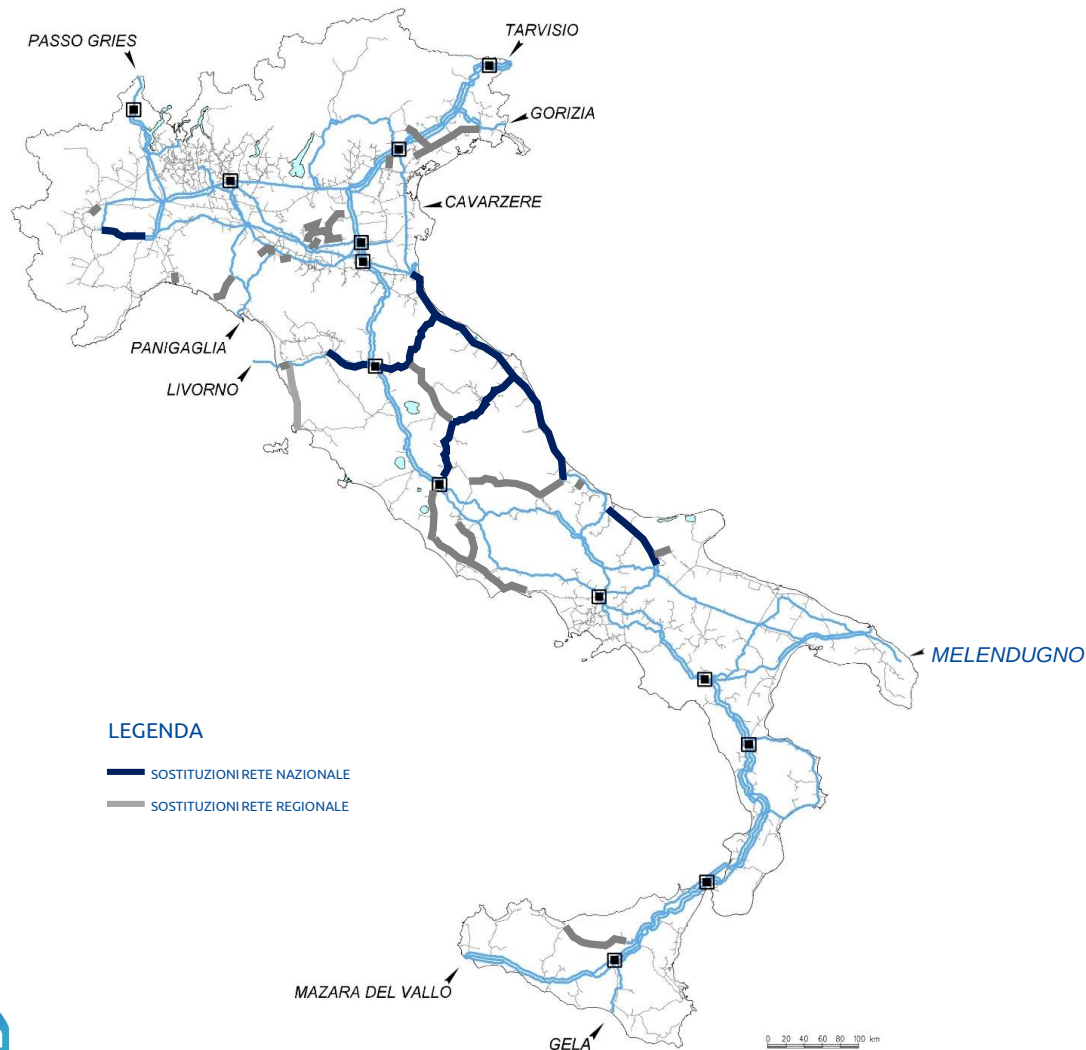


Le peculiarità italiane vs EU

			<u>Snam</u>	<u>EU avg*</u>
Geomorfologia		Metanodotti in aree collinari/montagnose necessitano di manutenzioni aggiuntive e tecniche progettuali e realizzative particolari a causa del rischio frane in aree geologicamente instabili	46% della rete	Non significativa
Zone densamente abitate		Costi più elevati per attività ispettive, manutenzioni e sostituzioni	8% della rete	3% della rete
Valvole di blocco linea		Numero più elevato di valvole in conseguenza di differenti disposizioni legislative comporta costi di manutenzione e sostituzione più elevati	773 valvole/ 1000 km	221 valvole/ 1000 km

* Fonte: The Gas Transmission Benchmarking Initiative (GTBI), consorzio costituito nel 2002 comprendente un insieme delle principali imprese di trasporto gas europee

Principali progetti di sostituzione



*Snam Rete gas effettua periodicamente una valutazione dello stato di tutti i metanodotti ed in particolare dei più datati, con l'obiettivo di **preservare la funzionalità** della rete in sicurezza, garantendo la **flessibilità e la resilienza** della rete stessa.*

Esempio sostituzione per sicurezza – Rete Vitinia – Cisterna - Gaeta



La rete regionale rappresentata, composta dalle due linee Guidonia – Cisterna DN250 (10") e Vitinia – Cisterna – Gaeta DN500 (20") è al servizio del mercato di Roma dell'area a sud-est della capitale.

Il mantenimento di tale struttura è necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza del trasporto in un'area di mercato molto importante.

Il nuovo progetto prevede gli interventi raffigurati nella cartina a fianco.

LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	200,0
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1967
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	22,38
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	11,16
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	6,0
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza



energia per ispirare il mondo

INTERVENTI PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA

Dorsale per il trasporto di idrogeno

H2 Backbone

~ **2.800 km** di rete per trasportare le importazioni dal Nord Africa e le produzioni del Sud Italia di idrogeno verso le aree di consumo

- 75% dei km repurposing
- 50 MW di potenza di compressione

Key Figures

- Costo medio del repurposing ~ **0.6 M€/km**
- Costo medio nuove infrastrutture H2 pari a circa ~ **2 M€/km**



CAPEX ~ 3 b€
nell'orizzonte
temporale del
Piano

L'investimento è modulabile in funzione dell'evoluzione degli scenari di domanda e supply di CH4 e H2 e dei nuovi possibili scenari di approvvigionamento

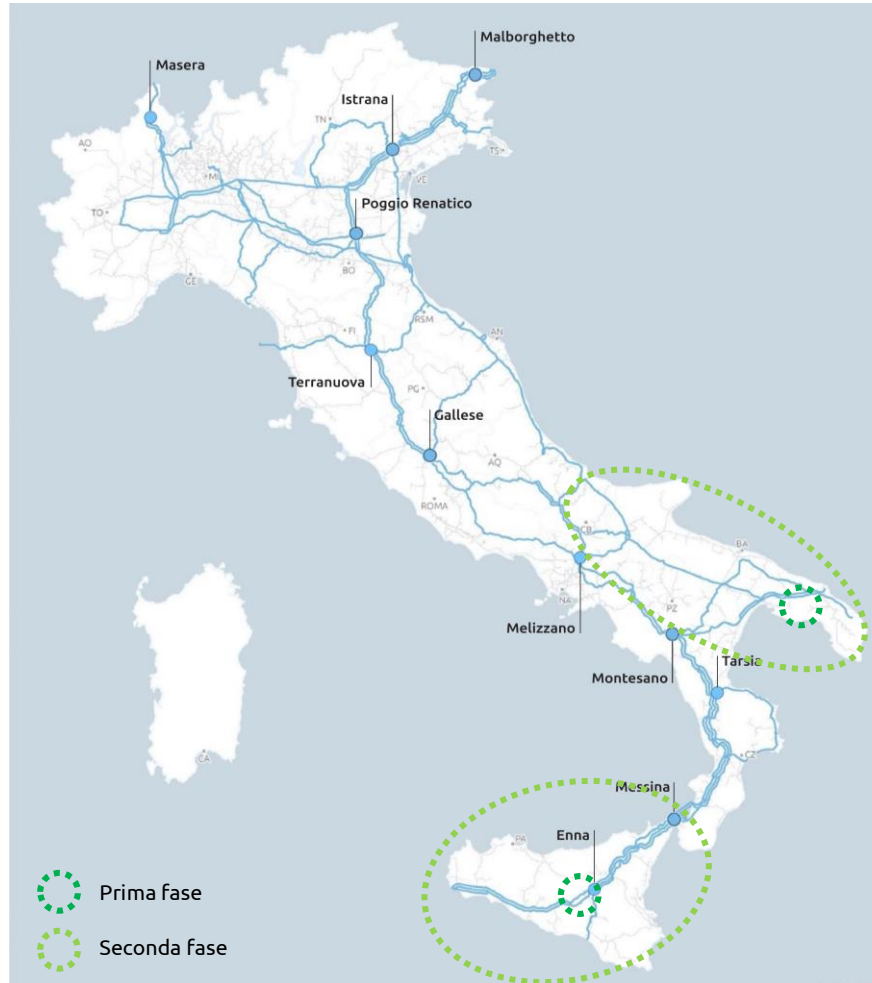
Elettrolizzatori in Puglia e Sicilia

Elettrolizzatori

~ **200 MW** installati in Sicilia e in Puglia entro il 2026 (1^a fase) e **ulteriori 1400 MW** entro il 2030. L'idrogeno prodotto sarà immesso in blending nella rete di trasporto del gas naturale.

Key Figures

- Si prevede di recuperare fino a **3,9 TWh di overgeneration** al 2030
- Risparmio di circa **460 kton/a di CO₂** a regime



CAPEX ~ 2,1 b€
nell'orizzonte
temporale del
Piano

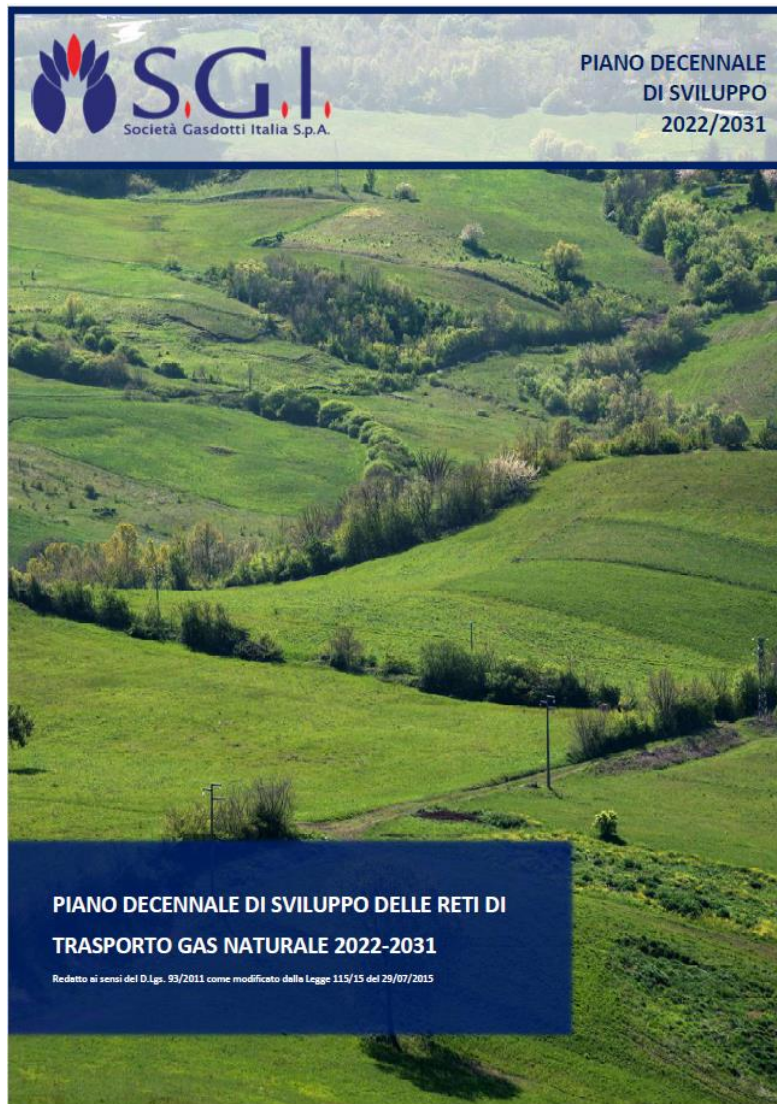
**Grazie per
l'attenzione**



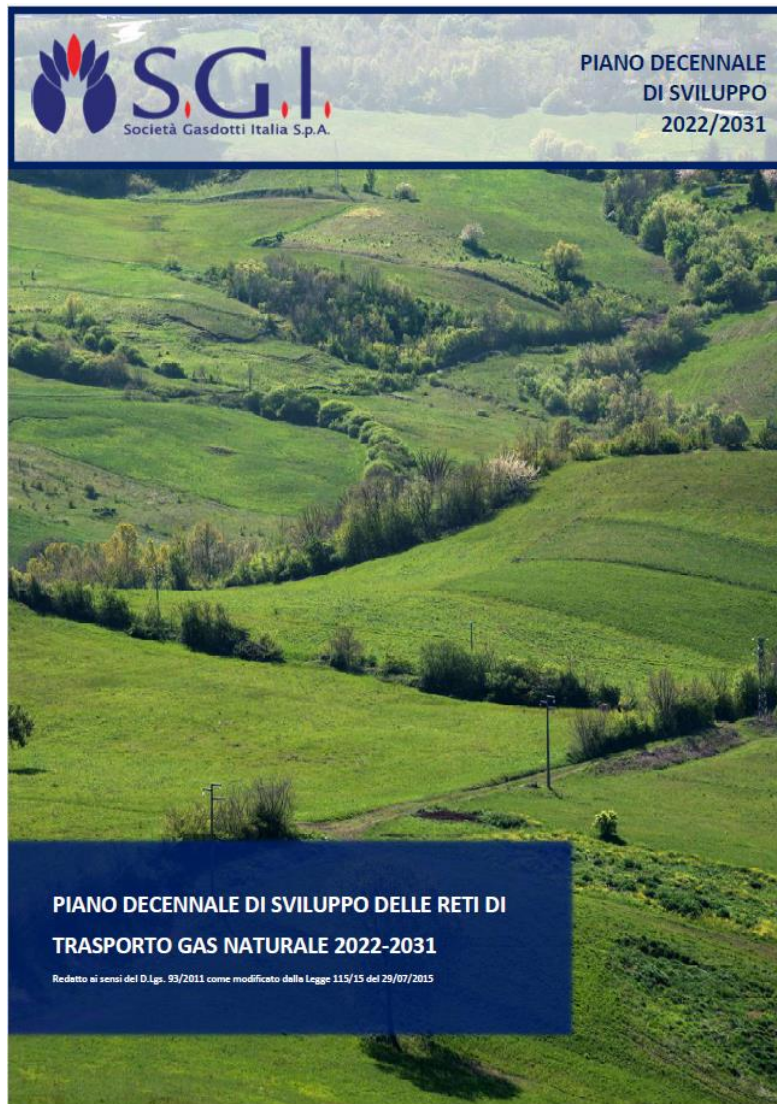


“Piani Decennali 2022-2031 di sviluppo della rete di trasporto del gas”

Carmelo Fallone – Responsabile Sviluppo, Allacci e Gas Rinnovabili



1. Contesto ed obiettivi del piano
2. Descrizione rete trasporto SGI
3. Piano di sviluppo decennale SGI
4. Programma degli investimenti



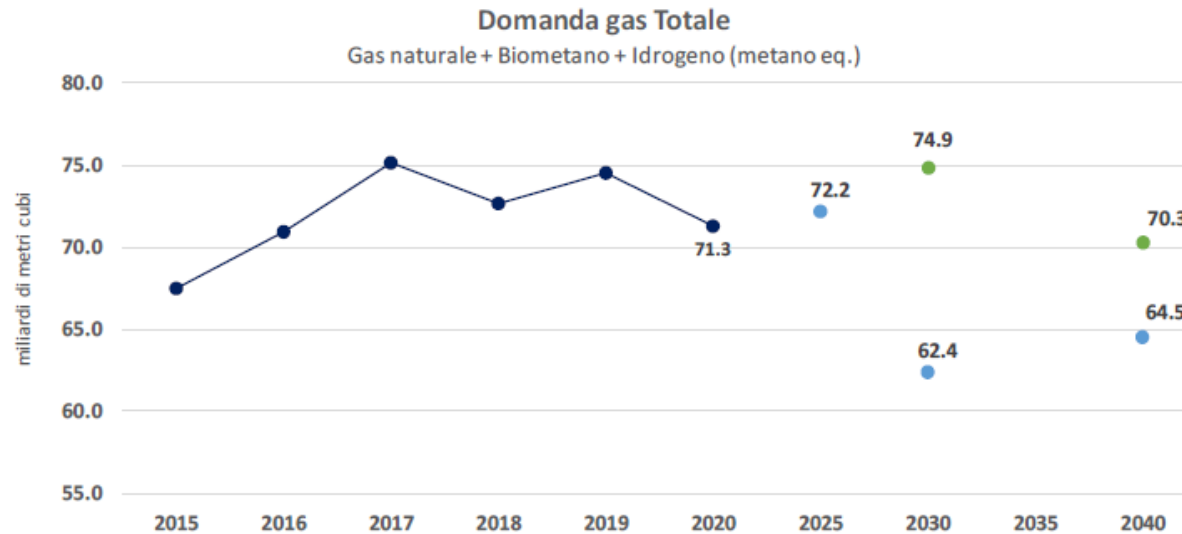
1. Contesto ed obiettivi del piano

2. Descrizione rete trasporto SGI

3. Piano di sviluppo decennale SGI

4. Programma degli investimenti

Contesto ed obiettivi del piano

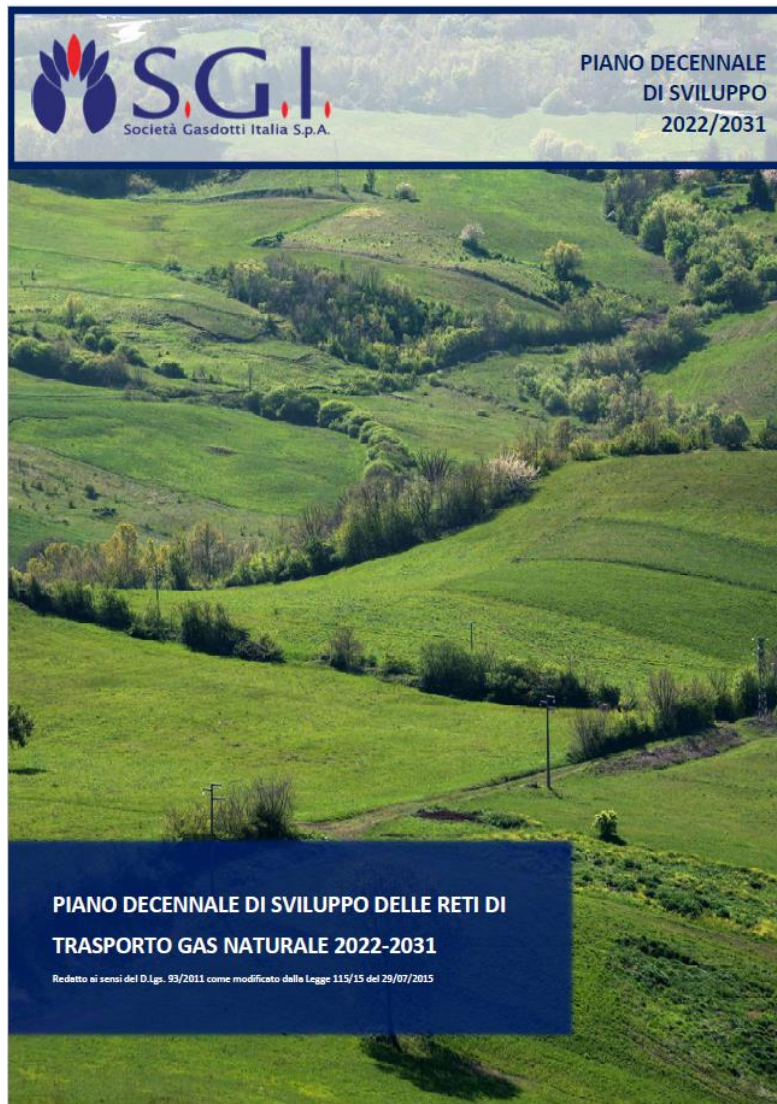


Fonte: scenari SNAM/TERNA 2021 —●— Storico ● NT Italia ● GA

- ✓ Piano basato su **Scenari 2021** Snam/Terna
- ✓ Penetrazione Biometano fino a **7-9 Mld m³/anno** al 2040
- ✓ Potenziale sviluppo Idrogeno **4-7 Mld m³/anno** al 2040



- ✓ **Incremento sicurezza e qualità** - modernizzazione e completamento magliatura della rete
- ✓ **Flessibilità - bidirezionalità** lungo la costiera adriatica.
- ✓ **Decarbonizzazione e sector coupling** – Immissione Gas rinnovabili e sostegno sviluppo FER NP



1. Contesto ed obiettivi del piano

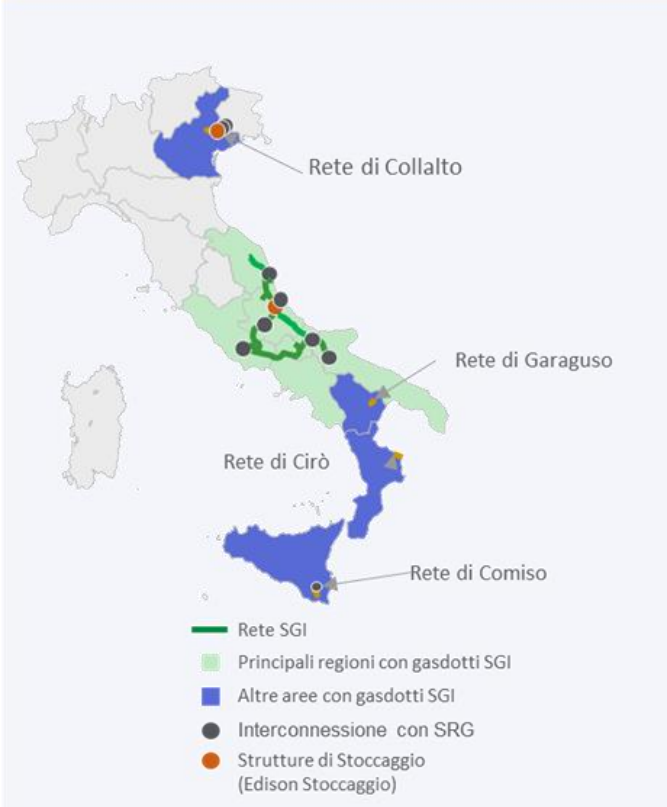
2. Descrizione rete trasporto SGI

3. Piano di sviluppo decennale SGI

4. Programma degli investimenti

Descrizione rete trasporto SGI

Panoramica della rete SGI



Rete principale centro Italia

- ✓ Oltre **1700 km** di rete in esercizio a fine 2021
- ✓ **9 interconnessioni** con la rete nazionale Snam
- ✓ **11 Punti di Entrata** da campi di produzione gas
- ✓ **1 Punto di Entrata** da Biometano
- ✓ **2 Punti di interconnessione** con siti di stoccaggio
- ✓ **Circa 300 Punti di Riconsegna**
- ✓ Circa **1 Mld Sm³/anno** di gas trasportato

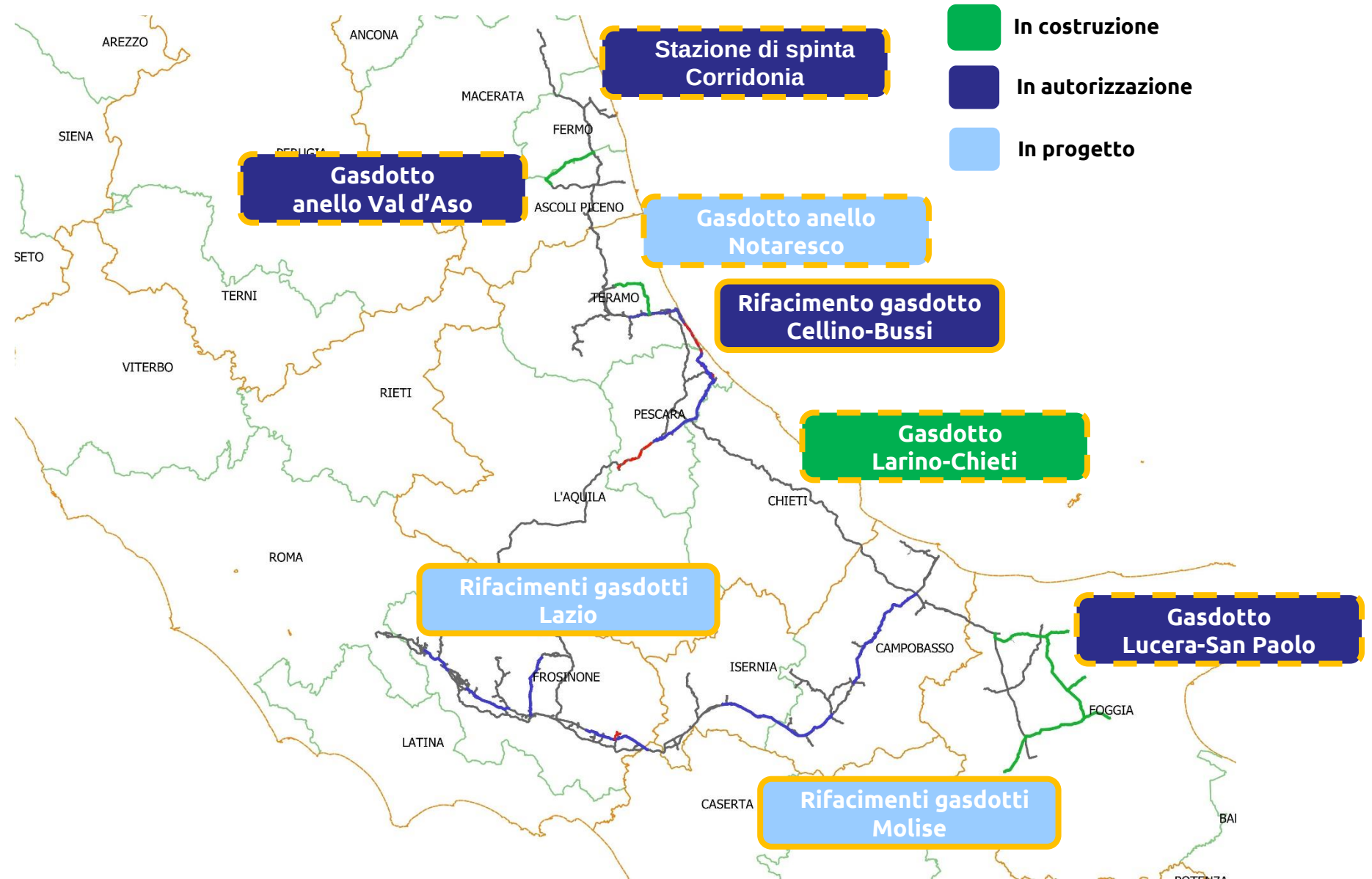
Evoluzione recente (2011-2021)

- Realizzati **300+ km** di nuovi metanodotti
- **550 € Mil** di investimenti sulla rete
- Capitale investito del **+10,1%** medio annuo



1. Contesto ed obiettivi del piano
2. Descrizione rete trasporto SGI
- 3. Piano di sviluppo decennale SGI**
4. Programma degli investimenti

Piano di Sviluppo decennale SGI in sintesi

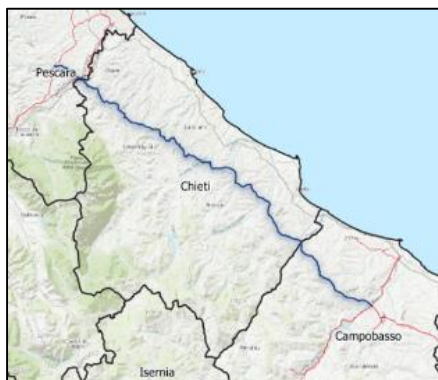


- Progetti di sviluppo
- Sostituzioni / Rinnovi

Progetti principali



Gasdotto Larino-Chieti



Caratteristiche principali

Costo	160 Mil €
Lunghezza	114 Km
Diametro	24 pollici
Pressione max esercizio	75 bar

Stato progetto: lavori in corso di realizzazione (avanzamento al 80%, come da programma)



Obiettivi:

- ✓ Chiusura anello strategico nel centro Italia.
- ✓ Aumento flessibilità e sicurezza dell'intera rete SGI.
- ✓ Completa sistema integrato Larino - Recanati.
- ✓ Maggiore capacità di punta per fronteggiare aumento variabilità della domanda.
- ✓ Nuova domanda, immissioni di Biometano e integrazione con fonti rinnovabili.

Benefici valorizzati:

- B2m** Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree
- B3** Incremento sicurezza e affidabilità delle forniture
- B5** Riduzione externalità negative emissioni CO₂
- B6** Riduzione externalità negative emissioni altri inquinanti

Principali indicatori ACB (2° stadio)	SGI	GA	NT
VAN _E [M€]	106,2	215,6	131,8
B/C	1,7	2,3	1,8
PBP _E [anni]	15	14	15
Switching value	SGI	GA	NT
Gas-in	2040	2045	2041
Capex+Opex	70%	135%	85%
CoDG	-78%	-158%	-103%

Stazione Spinta Corridonia



Foto-simulazione

Caratteristiche principali

Costo	44 Mil €
Potenza	3+3 MW
Pressione Max esercizio	75 bar
Portata Max	7 Mil Sm ³ /g

Stato progetto: Progetto definitivo completato, siglato Protocollo con comune Corridonia, presentate istanze di autorizzazione a Feb 2020



Obiettivi:

- ✓ Consegna alla futura interconnessione con Snam di Recanati.
- ✓ Reverse flow lungo rete SGI area Est.
- ✓ Incremento sicurezza, continuità e affidabilità del sistema SGI.
- ✓ Ottimizzazione degli assetti di trasporto.
- ✓ Controllo livelli di *linepack* al fine di bilanciare la variabilità dei prelievi.
- ✓ Realizzare un impianto a 0 emissioni (nativamente elettrica).

Benefici valorizzati:

- B3** Incremento sicurezza e affidabilità delle forniture:
*domanda non trasportabile senza il nuovo progetto
in condizioni normali o di stress disruption*

Principali indicatori ACB (2° stadio)	SGI	GA	NT
VAN _E [M€]	114,3	118,9	101,1
B/C	2,3	2,3	2,1
PBP _E [anni]	13	13	13
Switching value	SGI	GA	NT
Gas-in	2047	2047	2046
Capex+Opex	130%	135%	115%
CoDG	-57%	-57%	-53%

Gasdotto Lucera-San Paolo



Caratteristiche principali

Costo	73 Mil €
Lunghezza	91 Km
Diametro	12 pollici
Pressione max esercizio	75 bar

Stato progetto: realizzata progettazione definitiva e iniziato iter autorizzativo



Obiettivi:

- ✓ Nuove immissioni di Biometano e integrazione con fonti rinnovabili.
- ✓ Chiusura anello con metanodotti esistenti, aumento flessibilità e sicurezza del servizio.
- ✓ Soddisfacimento di nuova domanda.
- ✓ Qualità del servizio nell'area oggetto dell'intervento.

Benefici valorizzati:

- B2m** Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree
- B3** Incremento sicurezza e affidabilità delle forniture
- B4** Costi evitati
- B5** Riduzione externalità negative emissioni CO₂
- B6** Riduzione externalità negative emissioni altri inquinanti

Principali indicatori ACB (2° stadio)	SGI	GA	NT
VAN _E [M€]	57	163,4	89,7
B/C	1,8	3,1	2,2
PBP _E [anni]	19	16	17
Switching value	SGI	GA	NT
Gas-in	2042	2050	2046
Capex+Opex	80%	215%	123%
CoDG	-2250%	-3450%	-2360%



1. Contesto ed obiettivi del piano

2. Descrizione rete trasporto SGI

3. Piano di sviluppo decennale SGI

4. Programma degli investimenti

Programma degli investimenti

phase	Progetto	2022	2023	2024	2025	2026	Totale 2022-2026	Totale 2027-2031	Totale Piano
FID	gasdotto Larino-Chieti	15	4	0	0	0	19	0	19
	stazione di spinta Corridonia	1	8	13	15	6	43	0	43
	Totale FID	17	12	13	15	6	61	0	62
NO FID	gasdotto Lucera-San Paolo	1	14	13	12	13	53	19	72
	Anello Notaresco 8"	0	3	7	10	4	25	0	25
	Rifacimento Cellino Bussi 8"	3	12	14	9	5	43	1	44
	Rifacimento Larino Montagano 14"	4	4	0	1	5	13	21	34
	Rifacimento S. Vittore Piedimonte S.Germano Pofi 14"	0	0	0	0	0	0	18	18
	Rifacimento Busso Isernia 14"	0	0	0	0	0	0	33	33
	Rifacimento Piedimonte S.Germano Pofi 14"	0	0	0	0	0	0	1	1
	Rifacimento Carassai Poggio San Vittorino 8"	0	0	0	0	0	0	1	1
	progetti gasodotti minori e sostituzioni	3	10	15	7	12	47	55	102
	progetti di mantenimento	5	3	4	2	2	15	13	27
	allacciamenti	3	1	1	1	1	7	7	14
	altri investimenti	6	1	1	1	1	8	3	11
	Totale NO FID	24	47	55	42	54	168	172	340
Piano di Sviluppo Decennale		41	58	68	56	48	271	172	443

Progetti d'Innovazione



Sistemi **I**ntegrati di produzione ed immissione in rete di **BIO**metano e gas sintetici da fonti rinnovabili



Avviato nel **2020**



Scopo principale: produzione ed immissione in rete di biometano e gas sintetico con accumulo di energia prodotta in eccesso dalle FER



L'impianto sarà **operativo** entro il **2022**



Hydrogen **B**idirectional **R**edelivery **I**njection & **D**ynamic **S**torage facility



Avviato a Gennaio **2021** (SGI e Società Chimica Bussi)



Scopo principale: recupero e valorizzazione **H₂** prodotto nel sito SCB per immissione in RN

**Master Plan
ASI Frosinone**

Master **P**lan **ASI F**rosinone



Avviato a Novembre **2021** (SGI, Consorzio ASI FR e Università di Cassino)



Scopo principale: **decarbonizzazione** dei consumi industriali *hard to abate* nell'Area

Industriale di Frosinone con immissione in rete di miscela Metano / Idrogeno fino al 20%



“Piani Decennali 2022-2031 di sviluppo della rete di trasporto del gas”

Focus Sostituzioni / Rinnovo metanodotti esistenti

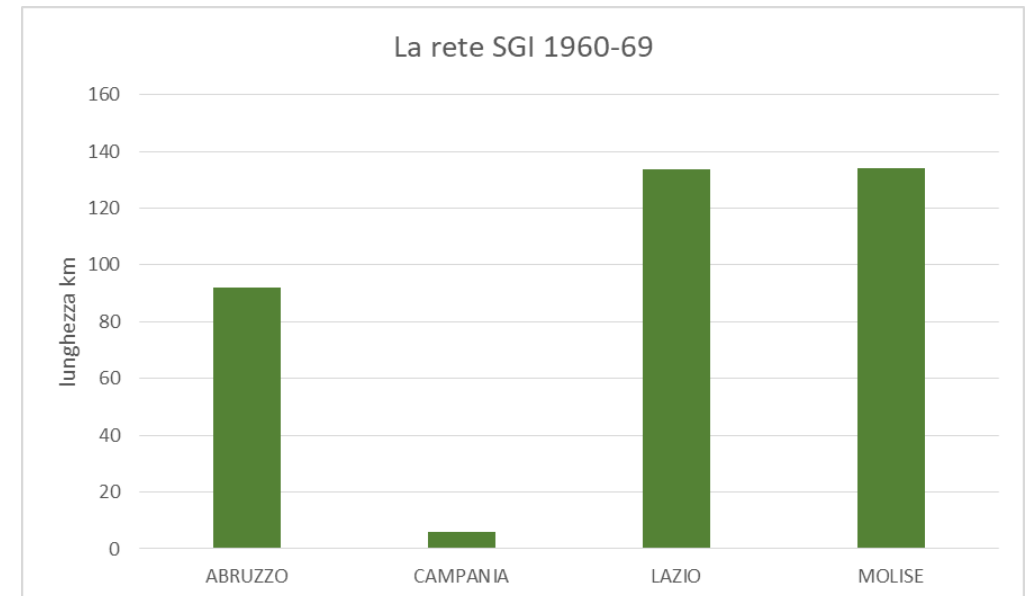
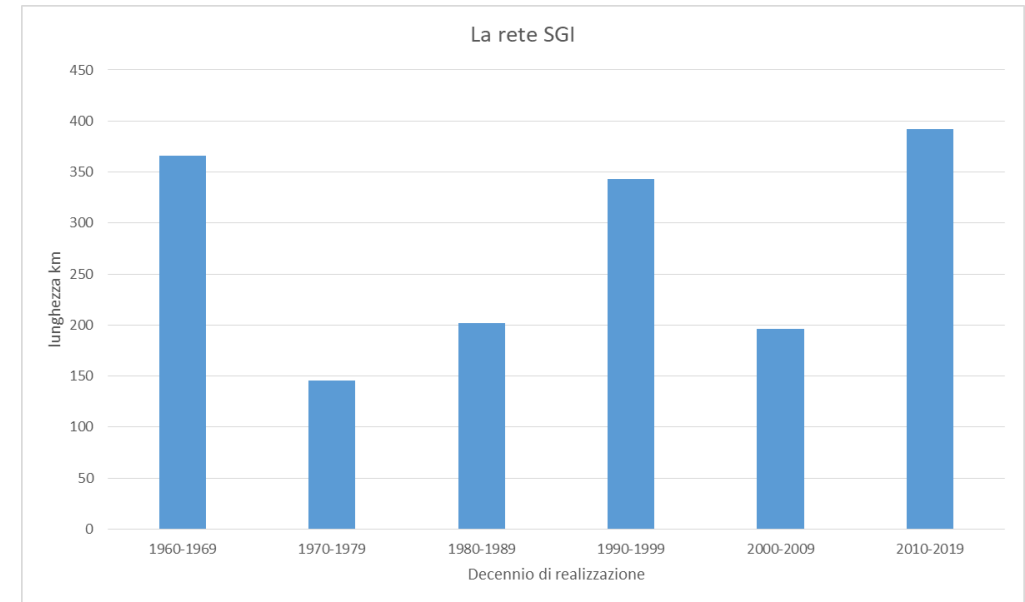
Marco Mercuri – Responsabile Sviluppo Rete



1. Caratteristiche della rete
2. Ciclo interventi di mantenimento della rete
3. Piano di sostituzione

Stato di Obsolescenza Rete

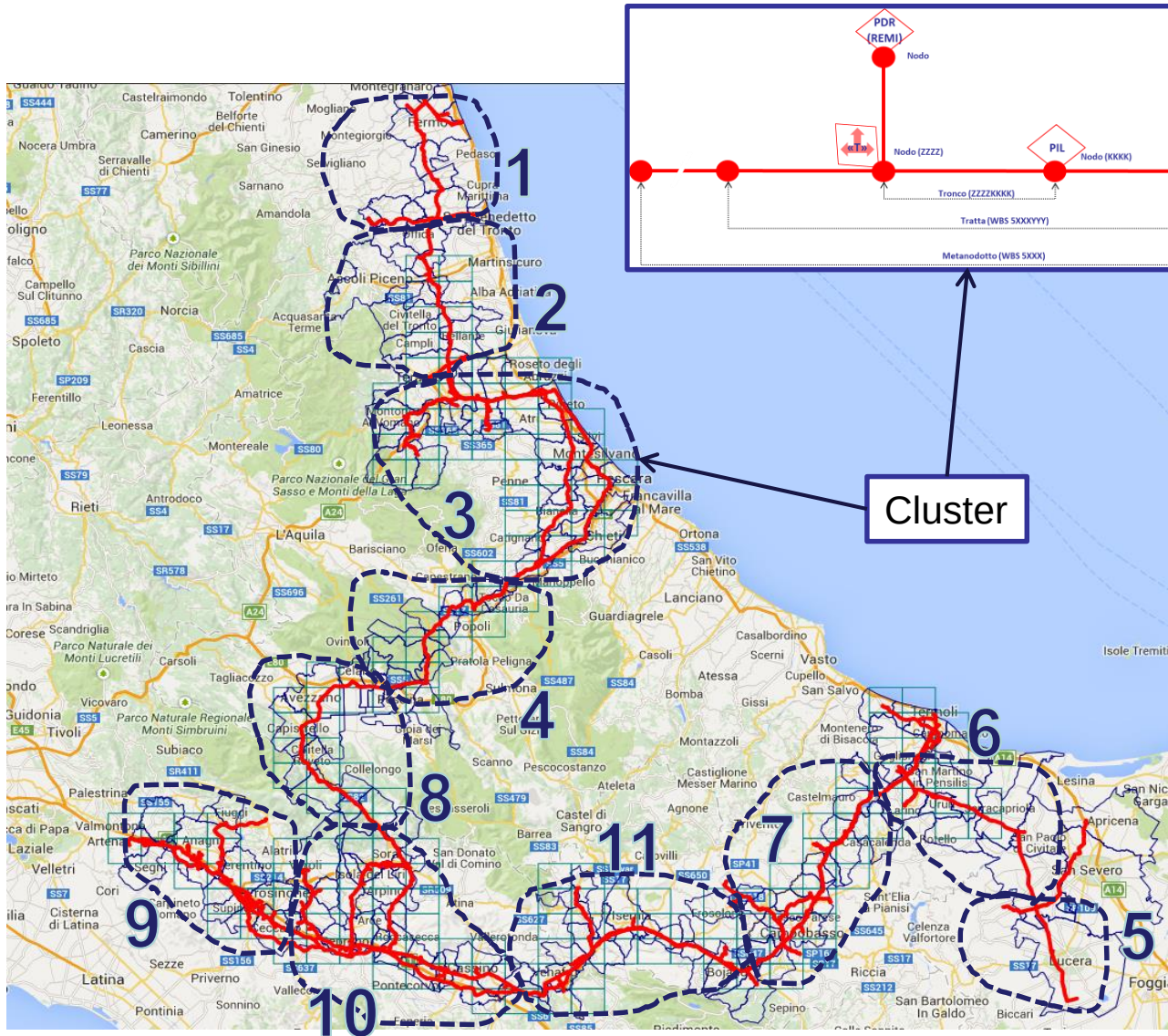
- ✓ Il 20% della rete SGI è stata realizzata negli anni '60 (circa 370 km)
- ✓ Un ulteriore 20% della rete è stata realizzata tra gli anni '70 e '80 (circa 350 km)
- ✓ Salvo alcuni limitati casi (condotte degli anni '70 o '80 con stati di degrado avanzati dovuti alle particolari condizioni di posa), lo stato di obsolescenza delle condotte e degli impianti tende a coincidere con l'età anagrafica
- ✓ La rete degli anni '60 è quella che mediamente ha una vita utile residua minore (considerati anche gli interventi già effettuati negli anni, e.g. riduzioni delle pressioni operative)
- ✓ La rete degli anni '60 è presente, in misura equivalente nelle regioni Molise (36%) e Lazio (36%) e, per il 30%, in Abruzzo





1. Caratteristiche della rete
2. Ciclo interventi di mantenimento della rete
3. Piano di sostituzione

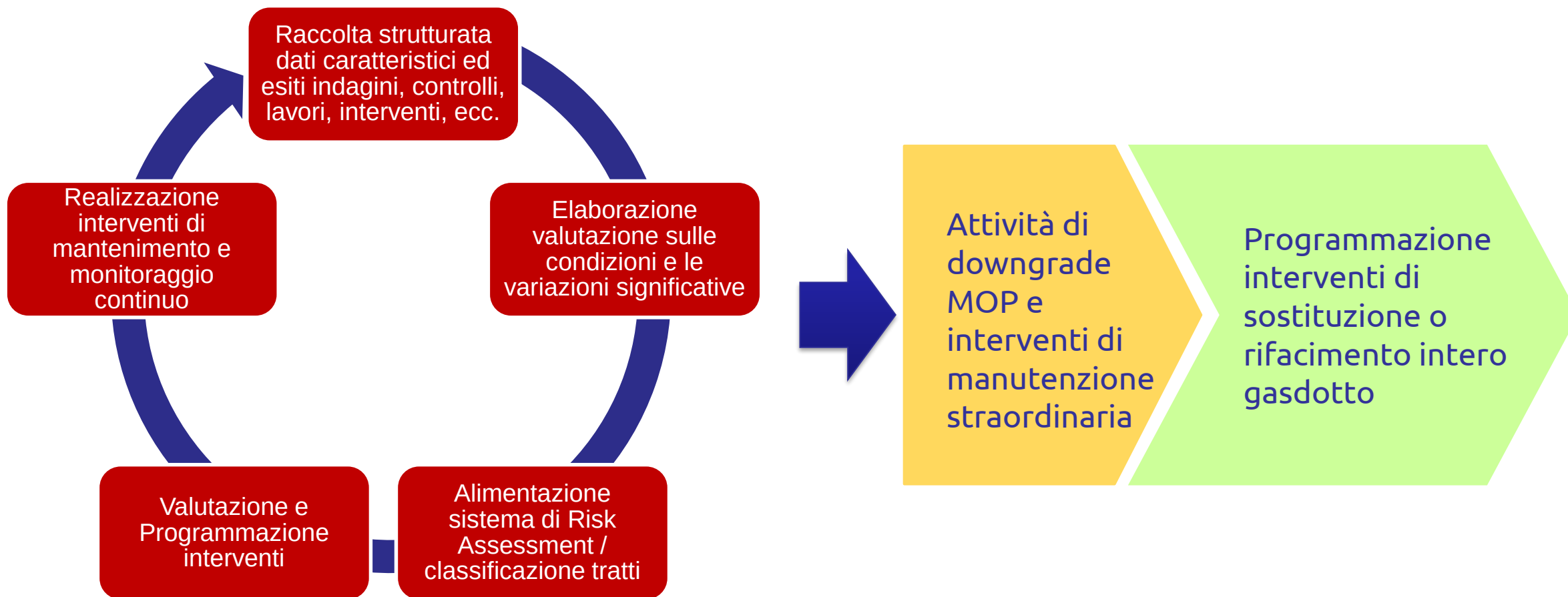
Monitoraggio Attivo



- ✓ Il monitoraggio continuo è indispensabile per garantire l'esercizio in sicurezza e per conservare gli asset tecnici
- ✓ I dati della rete SGI sono gestiti a livello territoriale con sistema GIS (sistema sviluppato dal 2015)
- ✓ Il territorio è suddiviso in cluster (11) e la rete è suddivisa in frazioni elementari (tronchi e nodi, circa 1700), di cui vengono gestite tutte le informazioni (ambientali e tecniche) e la storicizzazione degli eventi / interventi
- ✓ La gestione delle informazioni abilita interventi adeguati al prolungamento della vita utile degli asset, al fine di garantire affidabilità e sicurezza

Ciclo interventi di mantenimento della rete

SGI svolge un monitoraggio ciclico dello stato della rete durante l'attività di sorveglianza e controllo e le attività di manutenzione con raccolta puntuale di tutte le informazioni a sistema. Gli interventi sono quindi programmati sulla base dell'evoluzione dello stato di conservazione degli asset ed i territori attraversati.

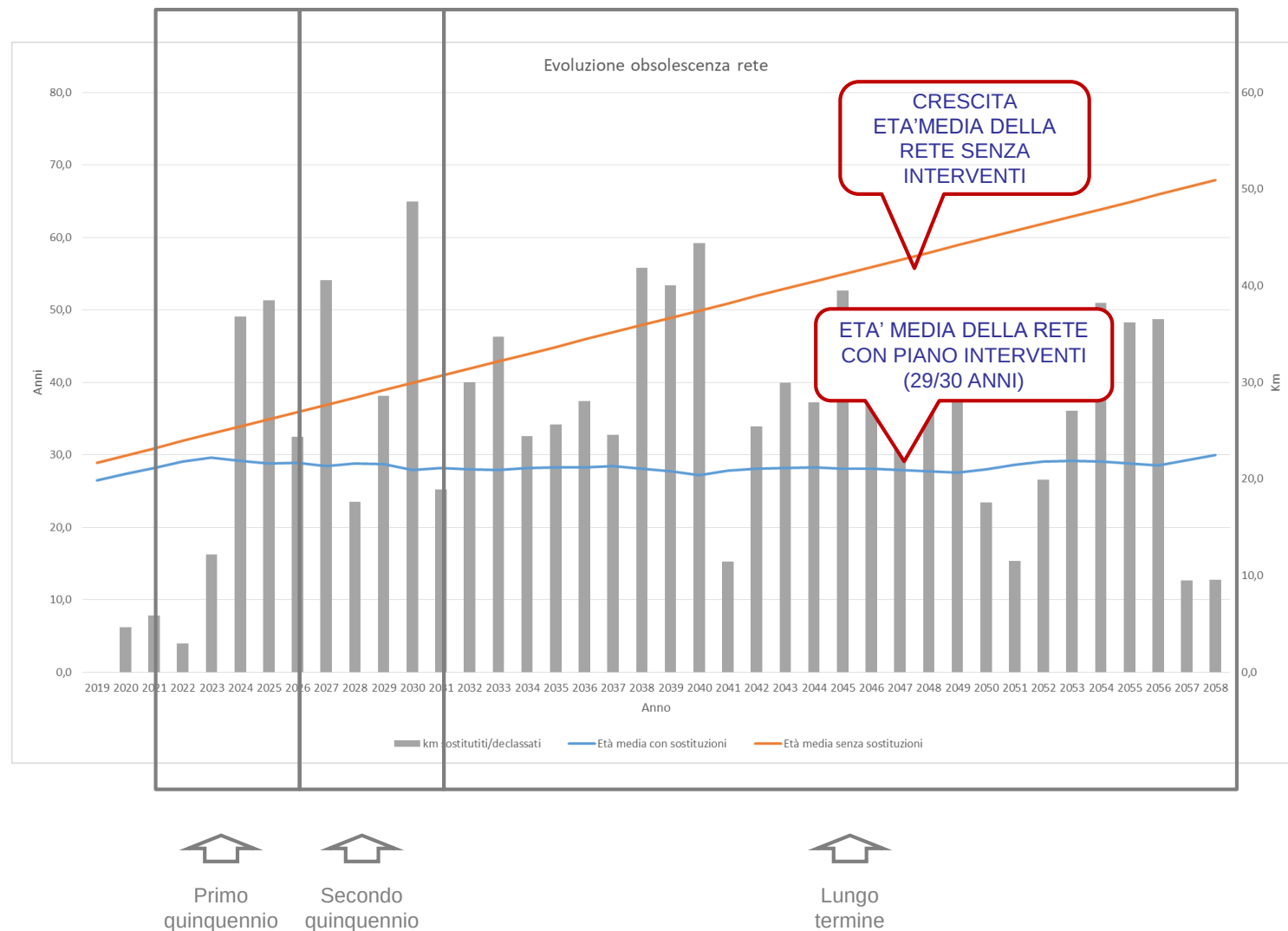




1. Caratteristiche della rete
2. Ciclo interventi di mantenimento della rete
3. Piano di sostituzione

Pianificazione interventi di sostituzione

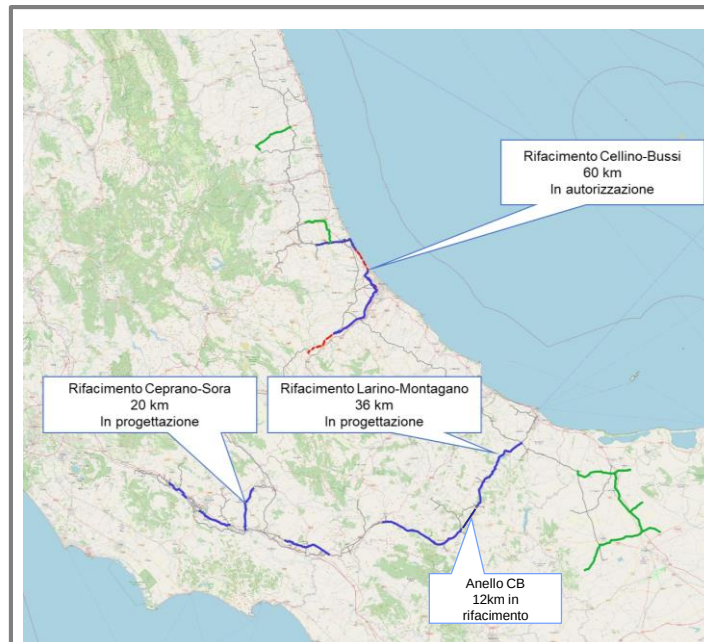
- ✓ Gli interventi sono pianificati ed inseriti nella programmazione pluriennale
- ✓ Il Piano di mantenimento prevede, ogni anno, tra i 10 e i 50 km di sostituzioni
- ✓ **I progetti del primo quinquennio** sono in fase avanzata; il primo quinquennio del Piano prevede la sostituzione di circa 100 km di rete con 4 interventi principali
- ✓ **I progetti del secondo quinquennio** sono in fase preliminare; il Piano prevede la sostituzione progressiva di altri km di rete, per raggiungere il 70% di sostituzione della rete degli anni '60
- ✓ **La pianificazione di lungo termine** è fatta su base statistica previsionale (sostituzione linee di età superiore ai 50 anni previa attività di downgrade ove possibile)



Piano Decennale: principali interventi di mantenimento

Interventi previsti nel Piano Decennale:

- ✓ Nel primo quinquennio sono previsti investimenti per oltre 65 milioni per il rifacimento di alcune tratte di importanti gasdotti ritenute prioritarie per garantire la sicurezza dell'esercizio, oltre al completamento del progetto «Anello di Campobasso» in corso
- ✓ Nel secondo quinquennio sono stati programmati investimenti per 100 milioni per gli interventi principali e 15 milioni per una serie di interventi minori
- ✓ Il Piano prevede inoltre investimenti per circa 30 milioni relativi a vari interventi di mantenimento e di adeguamento rete



Principali progetti:

- ✓ Cellino-Bussi 8"
- ✓ Larino-Montagano 14"
- ✓ Cetrano-Sora 8"



Principali progetti:

- ✓ S.Vittore-Piedimonte S.Germano 14"
- ✓ Busso-Isernia 14"
- ✓ Patrica-Anagni 10 "
- ✓ Paliano-Colleferro 8 "



Primo
quinquennio



Secondo
quinquennio

Grazie per l'attenzione

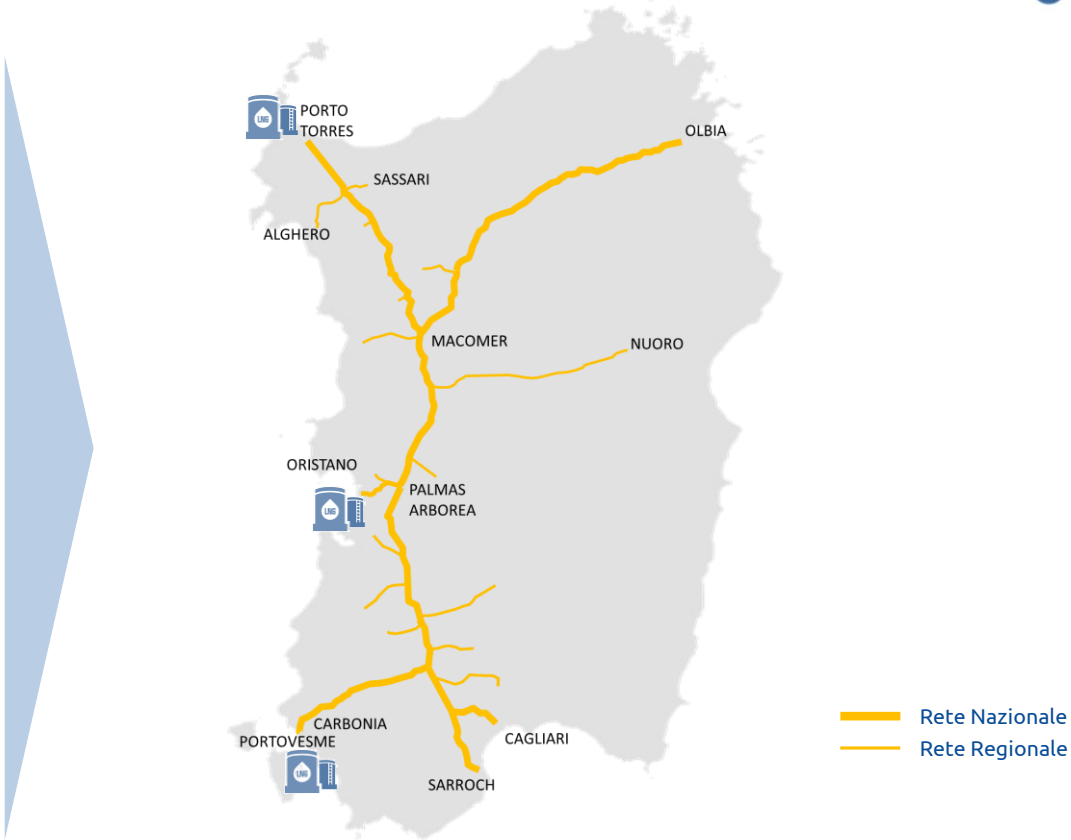
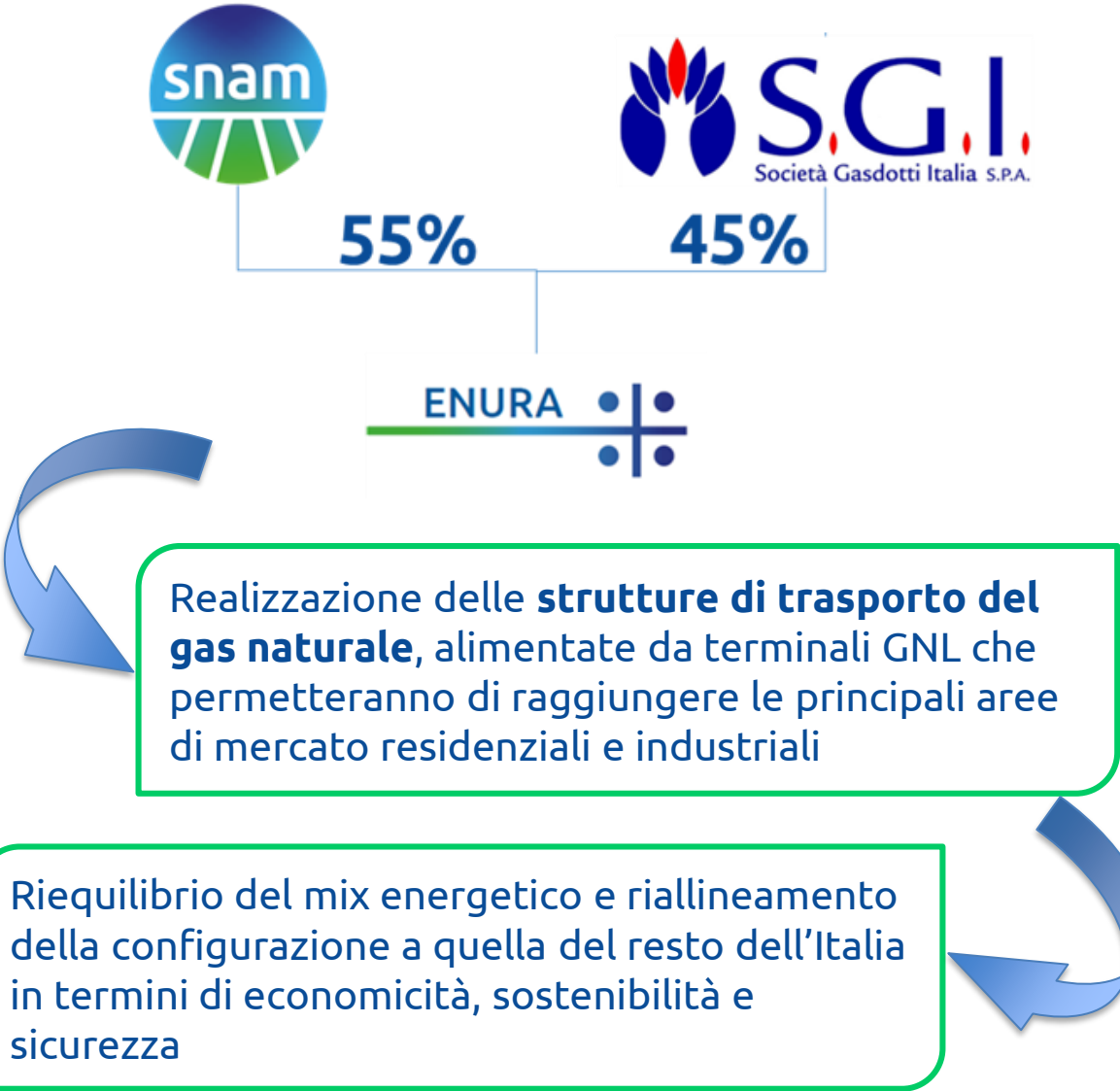




“Piani Decennali 2022-2031 di sviluppo della rete di trasporto del gas”

Claudio Montanari – *Head Programmazione Rete Nazionale*

Il Progetto di Enura

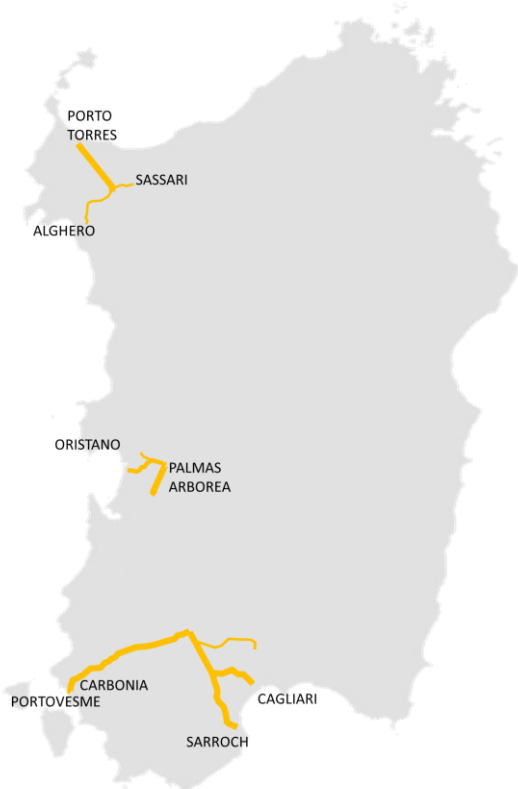


Progetto	DN	km	Costo M€	Entrata in Esercizio
Rete Nazionale	650/400	400	697	2024-2030
Rete Regionale	400/150	280		
Totale		667		

Il Progetto di Enura – Fasi realizzative

È stata implementata una soluzione che prevede uno sviluppo graduale del progetto. Come prima fase, è stata pianificata una evoluzione infrastrutturale che consentirebbe di servire la quota più importante di prelievi civili, industriali e legati alla produzione termoelettrica di energia. L'attuale configurazione è stata approvata nel DPCM di Marzo 2022 attualmente in fase di pubblicazione.

Estensione attualmente prevista ai sensi del DPCM



Sviluppo completo del progetto



Benefici del progetto intero

- Affidabilità del servizio nella **gestione della stagionalità** e dei picchi di domanda
- Maggiore **penetrazione del gas naturale**, anche nel settore dei trasporti, riducendo le distanze da coprire con trasporto su gomma
- Maggiore efficacia nel garantire il **bilanciamento del sistema gas**
- Aumento della **sicurezza, continuità ed affidabilità** del servizio rispetto ad una predominanza del trasporto su gomma.
- Maggiore sicurezza di approvvigionamento, rendendo possibile il soddisfacimento per gran parte del mercato servito della regola N-1 (Regolamento UE Security of Supply)
- Lo sviluppo completo del progetto verrà realizzato in coerenza con gli indirizzi di politica energetica ed al verificarsi delle opportune condizioni di mercato



- **B2m – Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili:** Benefico calcolato come il differenziale di prezzo tra i combustibili sostituiti e il prezzo del gas moltiplicato per i quantitativi previsti in sostituzione



- **B5 – Riduzione effetti negativi da produzione di CO2: riduzione dei costi di compressione:** Beneficio calcolato valorizzando la riduzione di emissioni di CO2 derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale



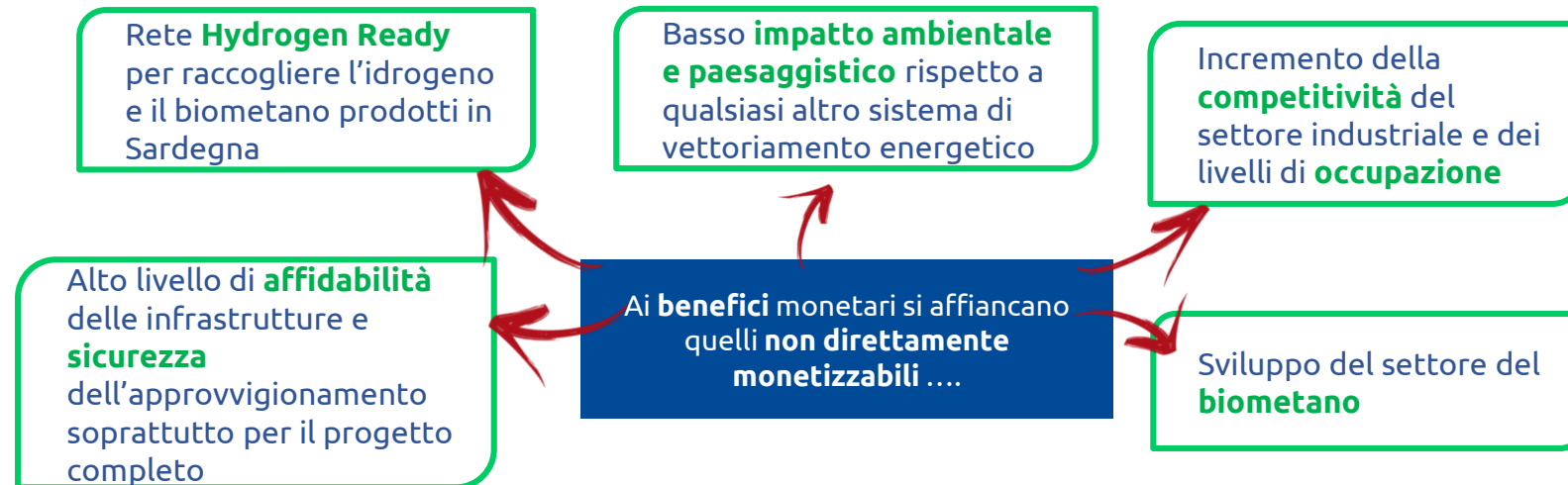
- **B6 – Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti:** Calcolato valorizzando la riduzione delle emissioni di altri gas climalteranti ad effetto globale ed inquinanti di tipo locale (SOX, NOX, PM etc.) derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale

National Trend

Benefici [b€]	Progetto
B2m	19,6
B5	3,3
B6	11,9
Indicatori	
VAN_E [b€]	14,5
B/C	4,9
PBP_E	5

Global Ambition

Benefici [b€]	Progetto
B2m	20,8
B5	3,3
B6	11,9
Indicatori	
VAN_E [M€]	15,1
B/C	5
PBP_E	5



Grazie per l'attenzione





Infrastrutture Trasporto Gas

“Piani Decennali 2022-2031 di sviluppo della rete di trasporto del gas”

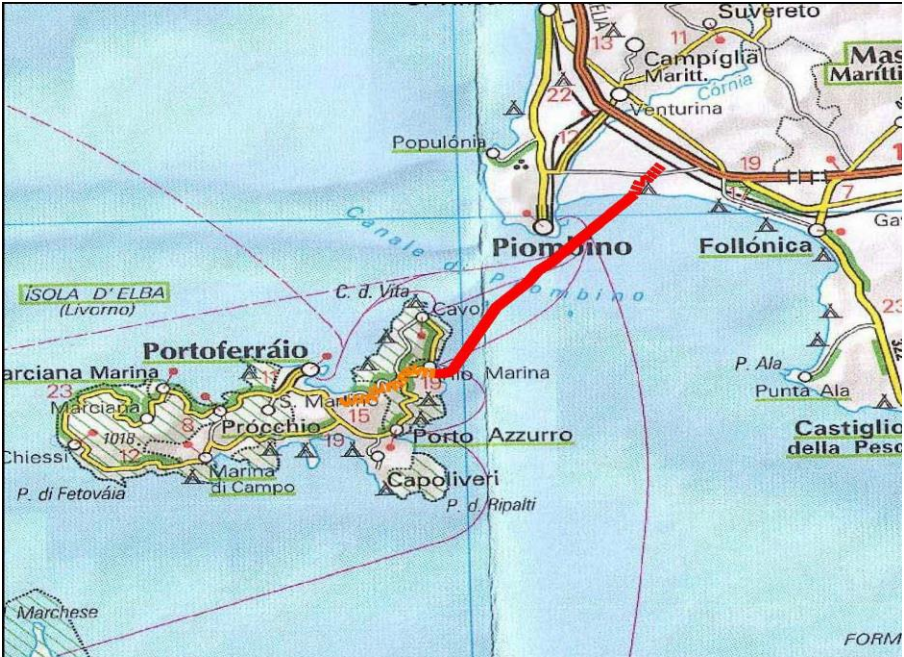
Claudio Montanari – Head Programmazione Rete Nazionale

Metanizzazione della Isola d'Elba – descrizione progetto



Principali Driver del Progetto

- Il progetto consiste in un gasdotto che dalla rete Snam Rete Gas di Piombino raggiungerà l'Isola d'Elba, apportando benefici in termini di diversificazione delle fonti energetiche e di riduzione degli effetti negativi da emissioni di CO2 e altre emissioni inquinanti
- La nuova metanizzazione assicurerà la fornitura di gas naturale ad un prezzo allineato a quello del resto d'Italia, consentendo di riequilibrare il mix delle fonti energetiche e di garantire la sicurezza energetica dell'isola



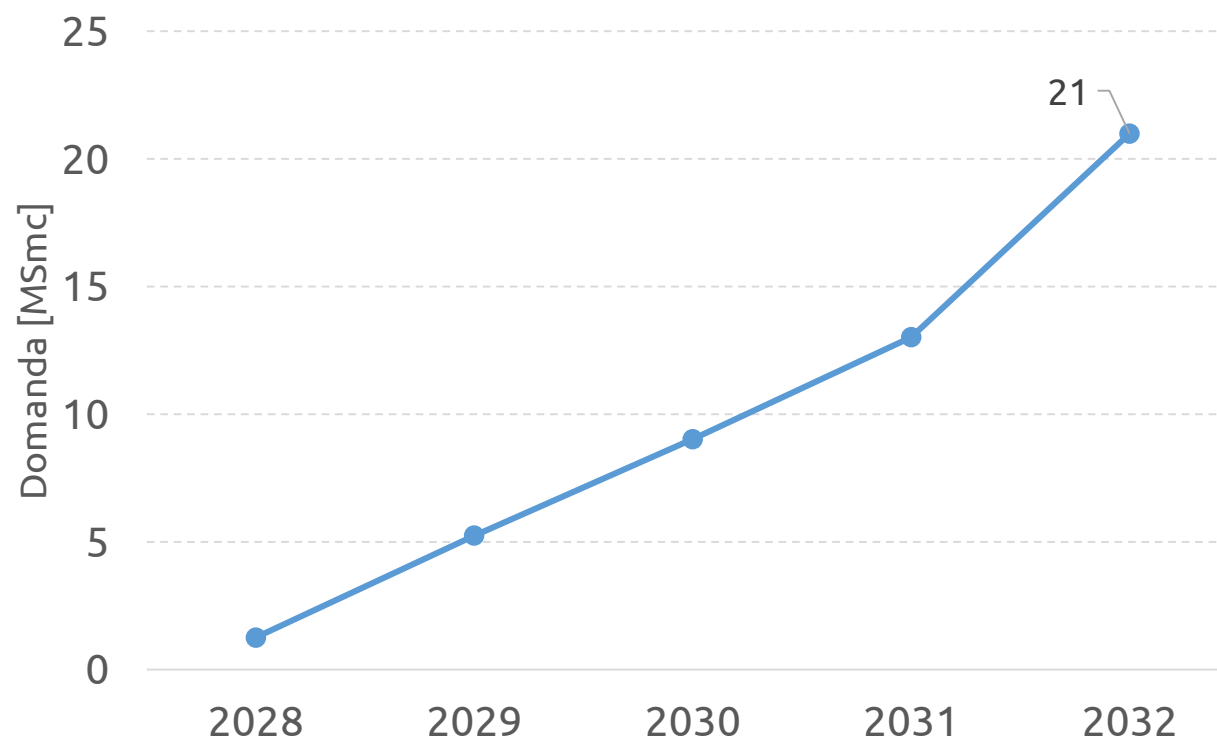
	DN	km	Pressione [bar]	Costo [M€]	Entrata in Esercizio
Metanodotto Piombino-Isola d'Elba	200	34	75	39,1 (*)	2027



(*) Nell'analisi ACB vengono considerati anche 44 M€ di investimento per le reti di distribuzione

Scenari di domanda di riferimento

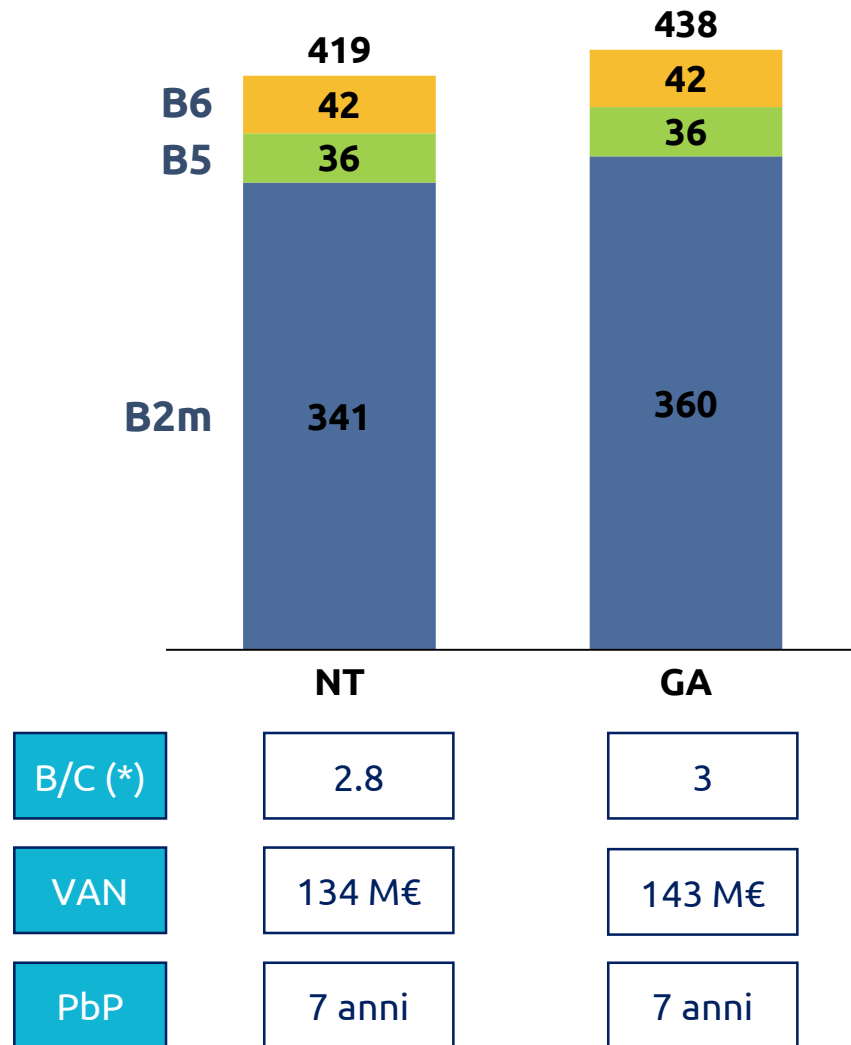
I consumi di Gas sono stati definiti a partire dal consumo di GPL e gasolio dei comuni elbani...



energia per ispirare il mondo

...riportati nel bilancio energetico dell'isola d'Elba del PAES

Metanizzazione dell'Isola d'Elba – benefici del progetto



- **B2m – Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili:** Benefico calcolato come il differenziale di prezzo tra i combustibili sostituiti e il prezzo del gas moltiplicato per i quantitativi previsti in sostituzione



- **B5 – Riduzione effetti negativi da produzione di CO2: riduzione dei costi di compressione:** Beneficio calcolato valorizzando la riduzione di emissioni di CO2 derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati



- **B6 – Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti:** 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

Grazie per l'attenzione



Infrastrutture Trasporto Gas

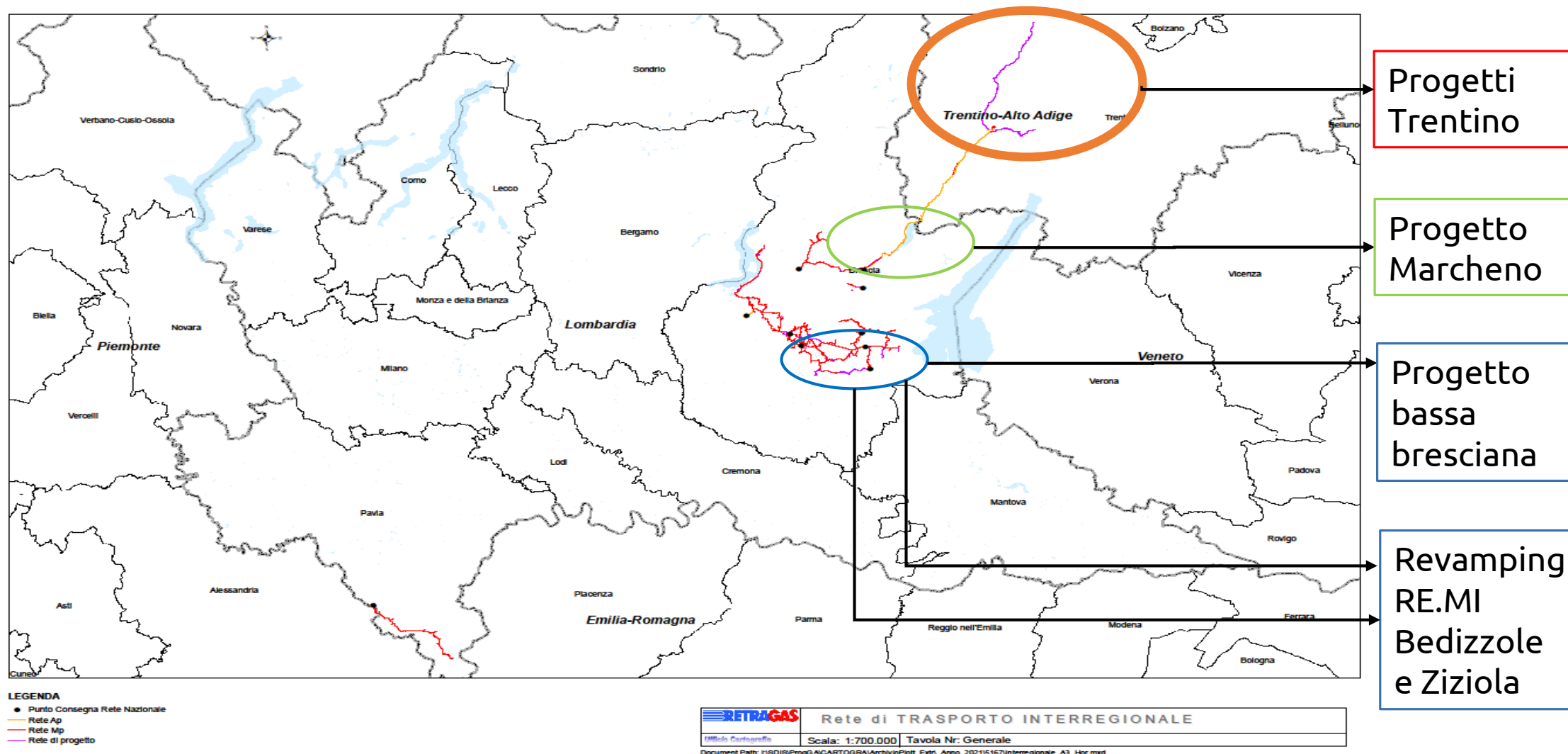




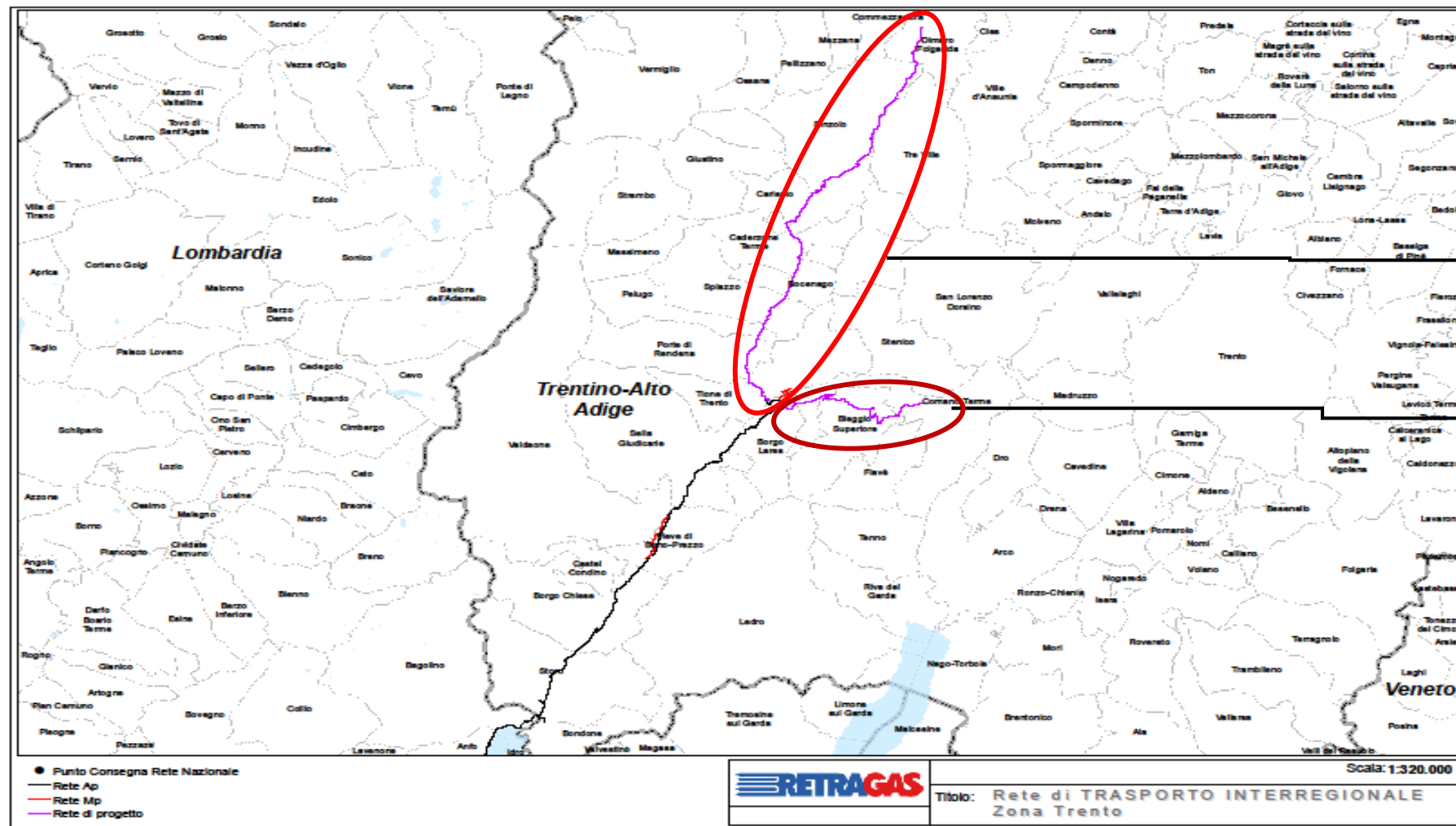
“Piani Decennali 2022-2031 di sviluppo della rete di trasporto del gas”

Aldo Martire – Responsabile Operativo Trasporto Gas

La rete di Retragas ed i principali progetti di Piano



Focus su Progetti di Rete Regionale soggetti ad ACB



Documento: I:\SDI\ProgGA\CARTOGRA\Archivio\Plot\Extr\Anno_2021\15167\RG_A_Zone_A4_Hor.mxd

Focus su Progetti di Rete Regionale soggetti ad ACB

Con il Piano di sviluppo decennale 2022-2031 Retragas ha proseguito ed ampliato con nuovi progetti l'analisi costi benefici complessiva raggruppando i progetti di investimento rete ed impianti previsti nelle cartelle di Piano dell'area di espansione trentina, considerando tutte le componenti dei costi e svolgendo la necessaria azione di coordinamento tra i soggetti coinvolti (Retragas, Snam, PAT, DSO), come prescritto nella Delibera 539/2020 di ARERA.

I progetti proposti nell'analisi CB dell'area trentina sono relativi a:

- IT_RETRAGAS_RR_MET_TN_2016_04: potenziamento city gate Vestone: **completato**;
- IT_RETRAGAS_RR_MET_TN_2016_12: Estensione rete Tione - Pinzolo/Carisolo: **in attesa permessi autorizzativi MITE**;
- IT_RETRAGAS_RR_MET_TN_2018_02: Estensione rete Tione – Comano: **in progettazione**;
- IT_RETRAGAS_RR_MET_TN_2018_03: Estensione rete Pinzolo/Carisolo – Campiglio/Campi di Carlomagno: **in progettazione**;
- IT_RETRAGAS_RR_MET_TN_2022_02: Estensione rete Campiglio/Campi di Carlomagno- Folgarida/Dimaro: **in progettazione**.

Lo strumento di pianificazione territoriale utilizzato a base dei progetti in area trentina è il Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP) 2021-2030 della Provincia di Trento dell' 11/06/2021, nel quale sono contenute le previsioni per le aree da metanizzare tra cui la Val Rendena e le Valli Giudicarie Esteriori.

Focus su Progetti Area Trentino: Analisi Costi Benefici

Le principali differenze rispetto al precedente Piano proposto sono dovute a:

- 1 Aumento del numero di PDR in linea con quanto previsto dal PEAP 2021-2030
- 2 Rivisitazione DN dorsali tubazioni
- 3 Introduzione degli interventi, e dei relativi costi, per il potenziamento dei punti di connessione con la rete di trasporto di Snam, a livello graduale, necessari al futuro incremento del numero dei PDR previsti
- 4 Nuovo progetto di estensione rete IT_RETRAGAS_RR_MET_TN_2022_02

Focus su Progetti area Trentino



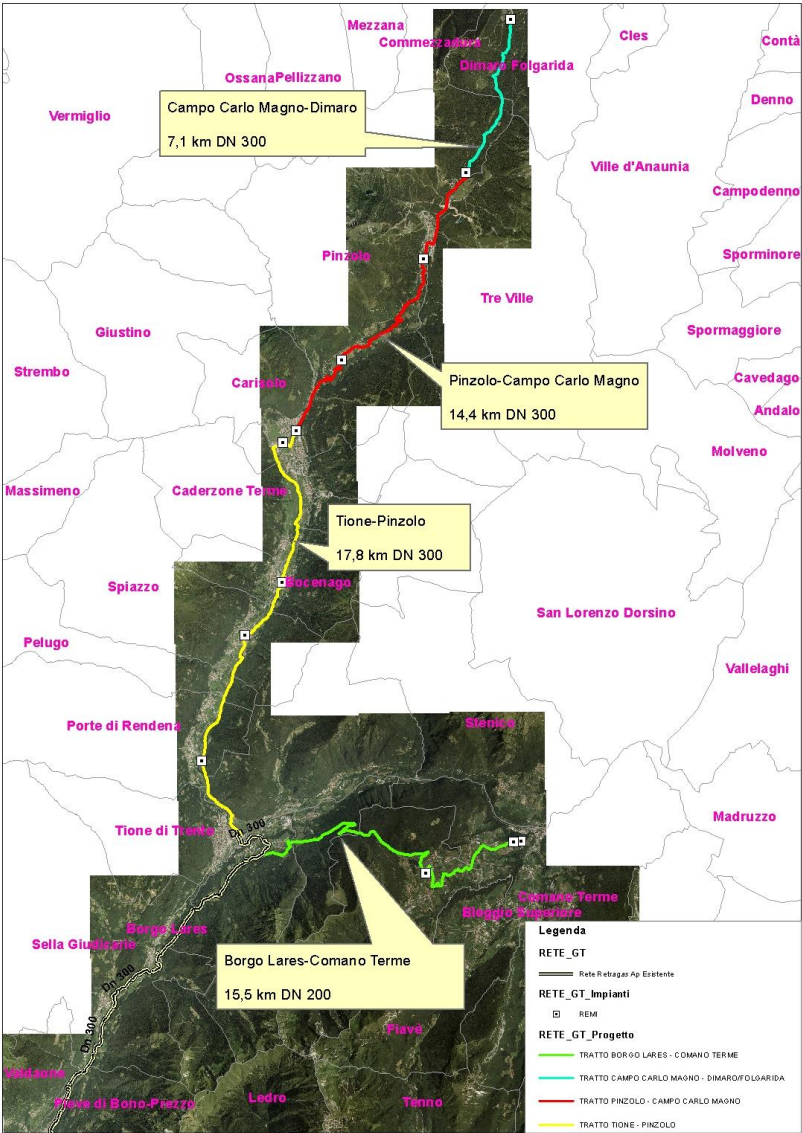
Totale Investimenti Trasporto 36,6 M€

Intervento	Dati tecnici	Investimenti Trasporto [M€]	Disponibilità
Potenziamento city gate Vestone (Completato)	Portata: 60.000 smc/h	1,8	09/2021
Estensione rete Tione - Pinzolo/Carisolo (in attesa permessi MITE)	17,8 km AP DN300	10,8	12/2025
Estensione rete Tione – Comano	15,5 km AP DN200	9	12/2025
Estensione rete Pinzolo/Carisolo – Campiglio/Campi di Carlomagno	14,4 km AP DN300	9,5	12/2028
Estensione rete Campiglio/Campi di Carlomagno – Dimaro/Folgarida	7,1 km AP DN300	5,5	12/2031

I principali input e le relative fonti

Elemento	Fonte
Consumo annuo medio di gas per PDR	Piano Energetico Ambientale Provinciale di PAT
PDR Potenziali	Piano Energetico Ambientale Provinciale di PAT
Percentuale di Switch da altra fonte	Piano Energetico Ambientale Provinciale di PAT
Valorizzazioni emissioni	Appendice informativa Snam
Costo dei combustibili	Appendice informativa Snam
Costo per lo sviluppo rete di distribuzione	Piano Energetico Ambientale Provinciale di PAT

DISTRIBUZIONE: nuova rete e nuovi impianti 65,0 M€; ADEGUAMENTO Snam a Vestone (BS): 16,3 M€



Focus su Progetti Area Trentino: Analisi Costi Benefici

L'intervento complessivo presenta un B/C superiore a 1 in tutti gli scenari analizzati (BAU, CEN e NT) compreso il nuovo scenario GA recentemente introdotto. Nella tabella di seguito riportata sono indicate tutte e 4 le configurazioni e l'aggiornamento degli indici risultanti in base ai nuovi scenari introdotti da Snam in data 29/11/2021:

	BAU	CEN	NT_old	Criteri applicativi ACB SNAM 2022-2031	
				NT	GA
B/C	2,64	2,76	3,69	4,03	4,12
NPV [M€]	168,9	180,5	276,5	310,9	320,7
Payback period (anni)	13	13	12	12	12

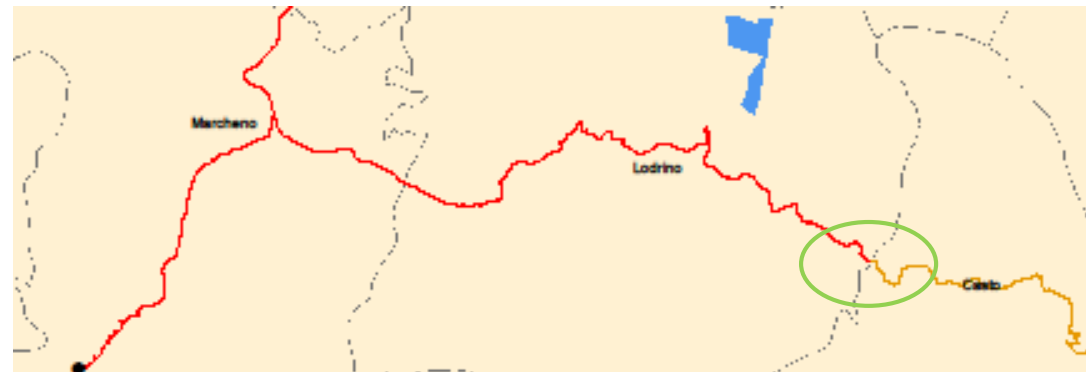
Progetti di interconnessione in area Brescia:



- IT_RETRAGAS_RR_2022_01: Potenziamento cabina gas di Marcheno (BS)

Nuovo progetto avviato ad inizio 2022 relativo al revamping del city gate di Marcheno (BS) che nelle intenzioni del proponente potrà consentire anche di **avere un secondo punto di immissione gas sulla rete di Vestone**, previa apertura dell'interconnessione (ora chiusa) tra le reti di Marcheno e Vestone, **al fine di garantire maggior stabilità e sicurezza al sistema.**

Il progetto è attualmente allo studio di Retragas e di Snam per il necessario potenziamento della rete di adduzione impianto REMI e della rete di trasporto regionale a valle dell'impianto.



**Grazie per
l'attenzione**

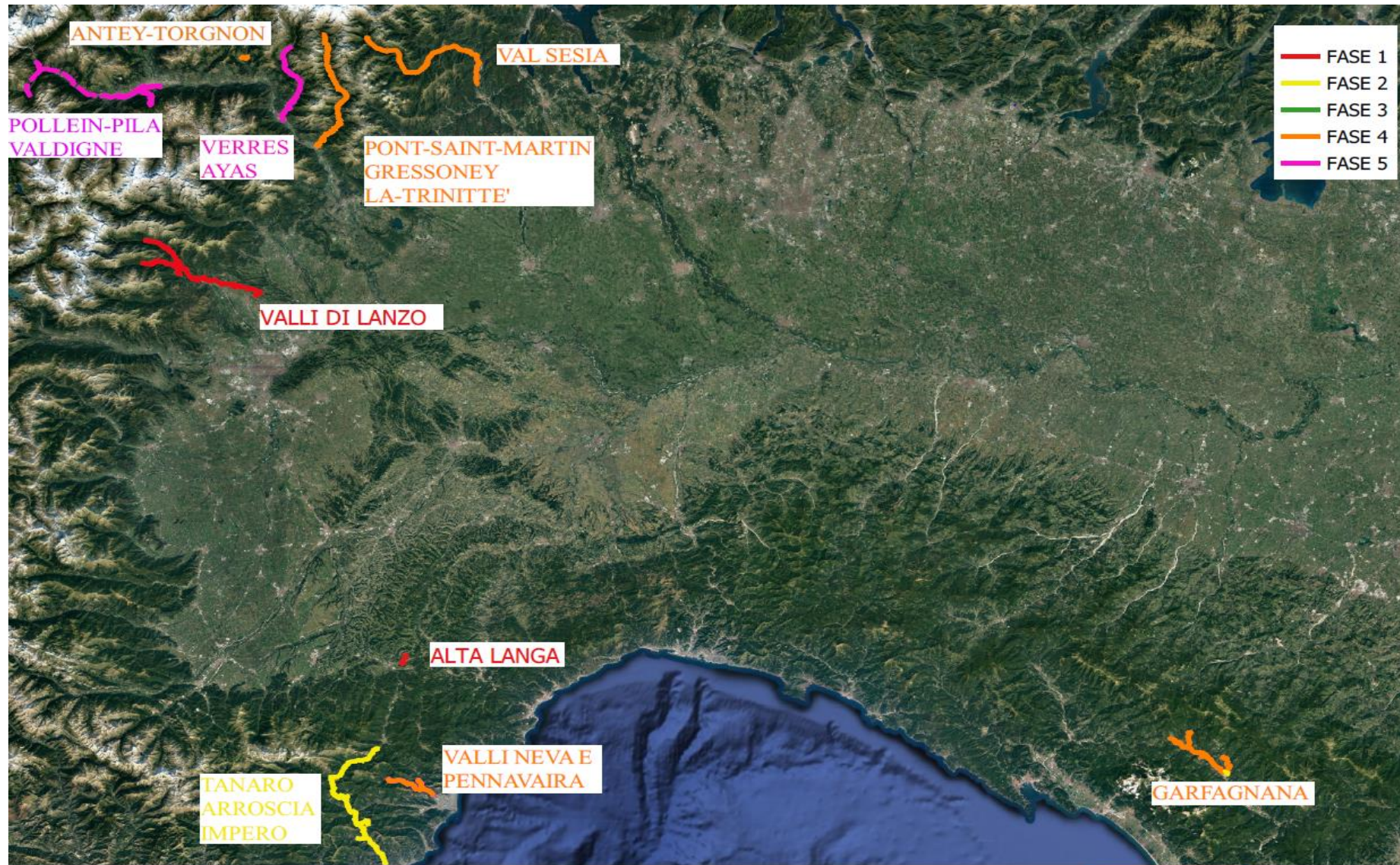




“Piani Decennali 2022-2031 di sviluppo della rete di trasporto del gas”

Matteo Mameli – *Referente Area Compliance*

Localizzazione dei progetti di rete regionale Energie Rete Gas



Definizione dei progetti di rete regionale Energie Rete Gas

Le iniziative dei nuovi metanodotti di trasporto gas metano interessano aree che hanno le seguenti caratteristiche:

- aree non metanizzate;
- aree dove sono presenti reti canalizzate alimentate da diverso combustibile (gpl);
- aree prevalentemente di natura montana dove sostituire i combustibili attualmente usati per il riscaldamento con il gas metano presenta un impatto economico e di servizio molto rilevante;
- aree dove l'uso del metano rispetto all'uso dei combustibili attuali possa garantire un minore impatto sull'ambiente in termini di emissioni di gas inquinanti quali CO₂.

Determinazione parametri ACB

Su ciascun Progetto di sviluppo è stata realizzata Analisi Costi Benefici come previsto dalle deliberazioni numero 468/201/R/GAS, 230/2019/R/GAS e e 539/2020/R/GAS.

Come descritto, i progetti presentati sono riferiti alla metanizzazione di nuove aree principalmente a carattere montano, I benefici principalmente apportati sono quindi:

- Beneficio B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni;
- Beneficio B4o: costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita;
- Beneficio B5: riduzione effetti negativi da produzione di CO₂;
- Beneficio B6: riduzione effetti negativi da produzione altri inquinanti

Progetti di rete regionale Energie Rete Gas

ID INVESTIMENTO	NOME PROGETTO	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO DI SVILUPPO	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO DI REALIZZAZIONE	LUNGHEZZA (KM)	VAN INVESTIMENTO	RAPPORTO COSTI/BENEFICI	PAYBACK PERIOD	DATA PREVISTA AVVIO CANTIERE	DATA PREVISTA ENTRATA IN ESERCIZIO
Fase 0 - Pre-Fattibilità									
Fase 1 - Fattibilità									
24	Metanodotto Valli di Lanzo	SI	NO	40	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	2026	2029
25	Metanodotto Alta Langa	SI	NO	17	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	2026	2028
Fase 2 - Progettazione di base									
27	Metanodotto Tanaro Arroscia Impero	SI	NO	55	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	2025	2028
Fase 3 - Autorizzazioni Pubbliche									
Fase 4 - Progettazione esecutiva e approvvigionamento									
15	Metanodotto Pont Saint Martin Gressoney	SI	SI**	40	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	2024	2027
20	Metanodotto Val Sesia	SI	SI**	46	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	2025	2028

Progetti di rete regionale Energie Rete Gas

21	Metanodotto Garfagnana	SI	SI**	36	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	2025	2029
22	Metanodotto Valli Neva e Pennavaira	SI	SI**	16	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	2022	2025
26	Estensione Antey Torgnon	SI	SI**	2	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	2022	2023
Fase 5 – Costruzione									
11	Metanodotto Verres Ayas	SI	SI**	27	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	2023	2026
10	Metanodotto Pollein Pila Valdigne	SI	SI	54	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	VALUTAZIONE POSITIVA	2018	2025

**soggetta al riconoscimento tariffario da parte di Arera

Coordinamento trasporto e distribuzione gas metano

- **Metanodotti presenti in ATEM per i quali è stata aggiudicata la gara d'ambito:**

Energie Rete Gas provvede al coordinamento con la Società aggiudicataria.

- **Metanodotti presenti in ATEM per i quali non è ancora stata aggiudicata la gara d'ambito:**

I soggetti terzi interessati sono coinvolti tramite incontri, invio di informazioni, comunicazioni e tramite verifica dell'interesse del territorio oggetto della metanizzazione ad essere servito dal servizio di trasporto del gas metano. Fra i soggetti coinvolti si citano: Regioni, Province, Comuni, le stazioni appaltanti delle gare d'ambito per la distribuzione del gas, gli operatori industriali presenti sul territorio.

Il coordinamento si concretizza con la dichiarazione di interesse all'iniziativa e alle nuove metanizzazioni da parte degli enti coinvolti.

Grazie per l'attenzione





**GASDOTTI
ALPINI**

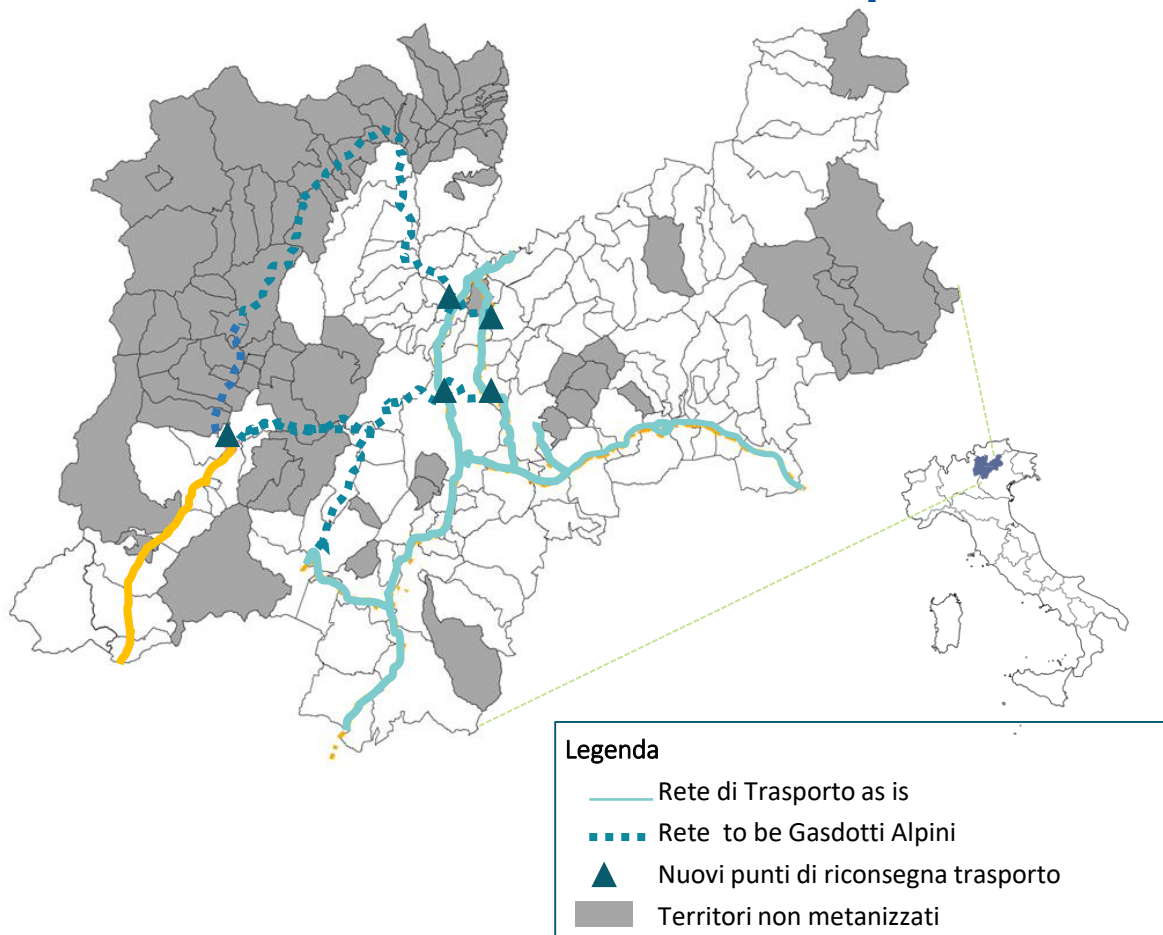
“Piani Decennali 2022-2031 di sviluppo della rete di trasporto del gas”

Il progetto del Trasporto gas nella Provincia di Trento

Nicola Recchia – *Responsabile Pianificazione Tecnica*

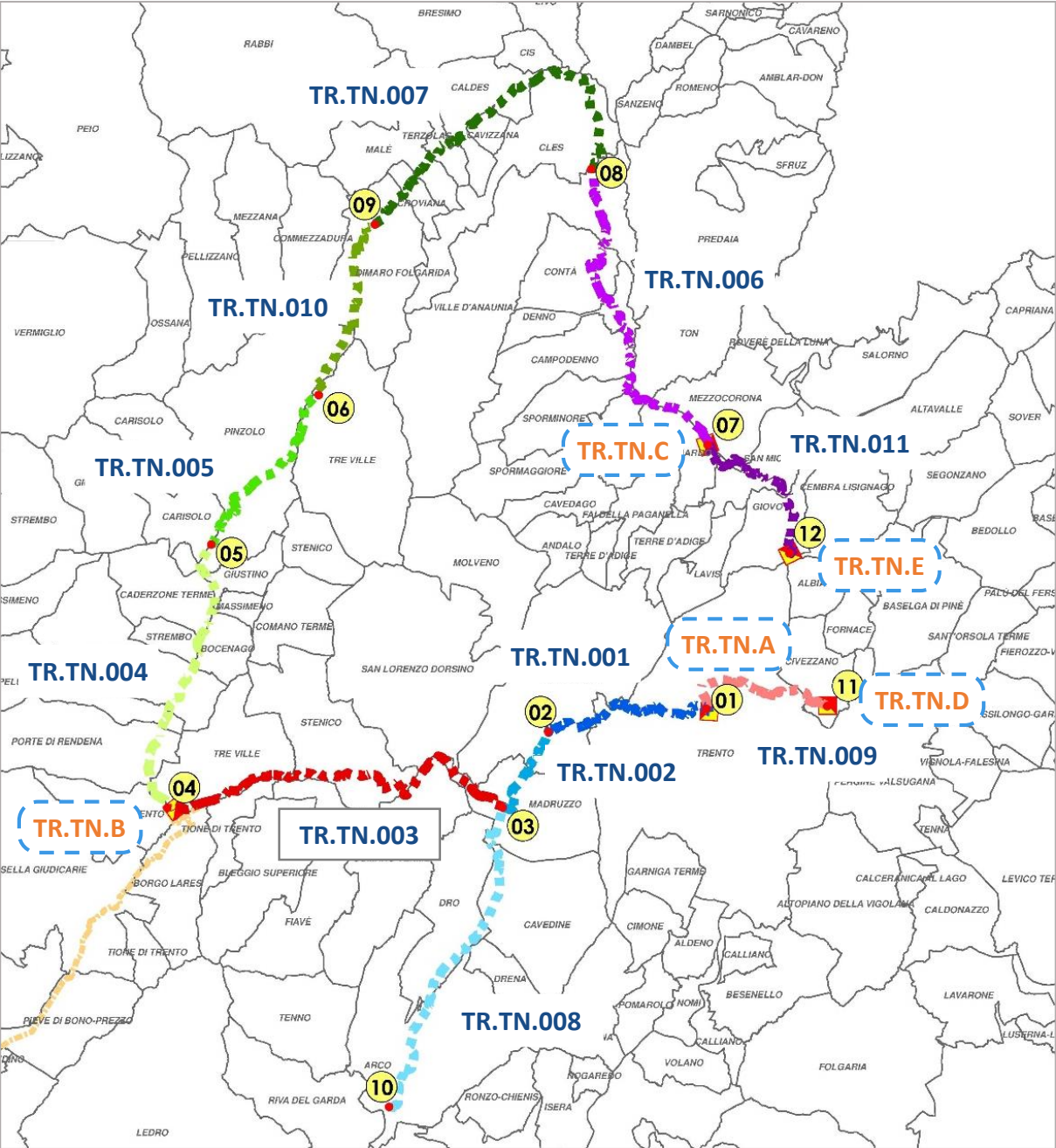
Il progetto proposto prevede l'estensione della rete nell'area del Trentino occidentale, ad oggi non metanizzato

Infrastruttura da Piano Gasdotti Alpini



- Il Piano Decennale presentato da Gasdotti Alpini ha l'obiettivo di dare risposta al fabbisogno energetico del Trentino occidentale, ad oggi coperto attraverso l'utilizzo di combustibili inquinanti (prevalentemente GPL e Gasolio).
- L'assetto proposto permette di realizzare un'infrastruttura coerente con i need energetici del territorio attualmente non metanizzato, garantendo continuità, sicurezza e resilienza del servizio e andando inoltre ad integrare la capacità disponibile nelle aree dell'Alto Garda e della Valle Giudicarie.
- Il progetto proposto è sviluppato nell'arco di 10 anni in maniera coerente con gli obiettivi energetici della Provincia indicati nel Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 (PEAP), anche in termini di coerenza con le tempistiche previste nel PEAP per l'avvio della concessione di distribuzione del gas naturale a seguito della gara d'ambito.
- Lo sviluppo delle condotte del Piano Decennale 2022 è di fatto quello del 2021 con lievi ottimizzazioni di tracciato e rimodulazione delle tempistiche.

Focus tratte in progetto

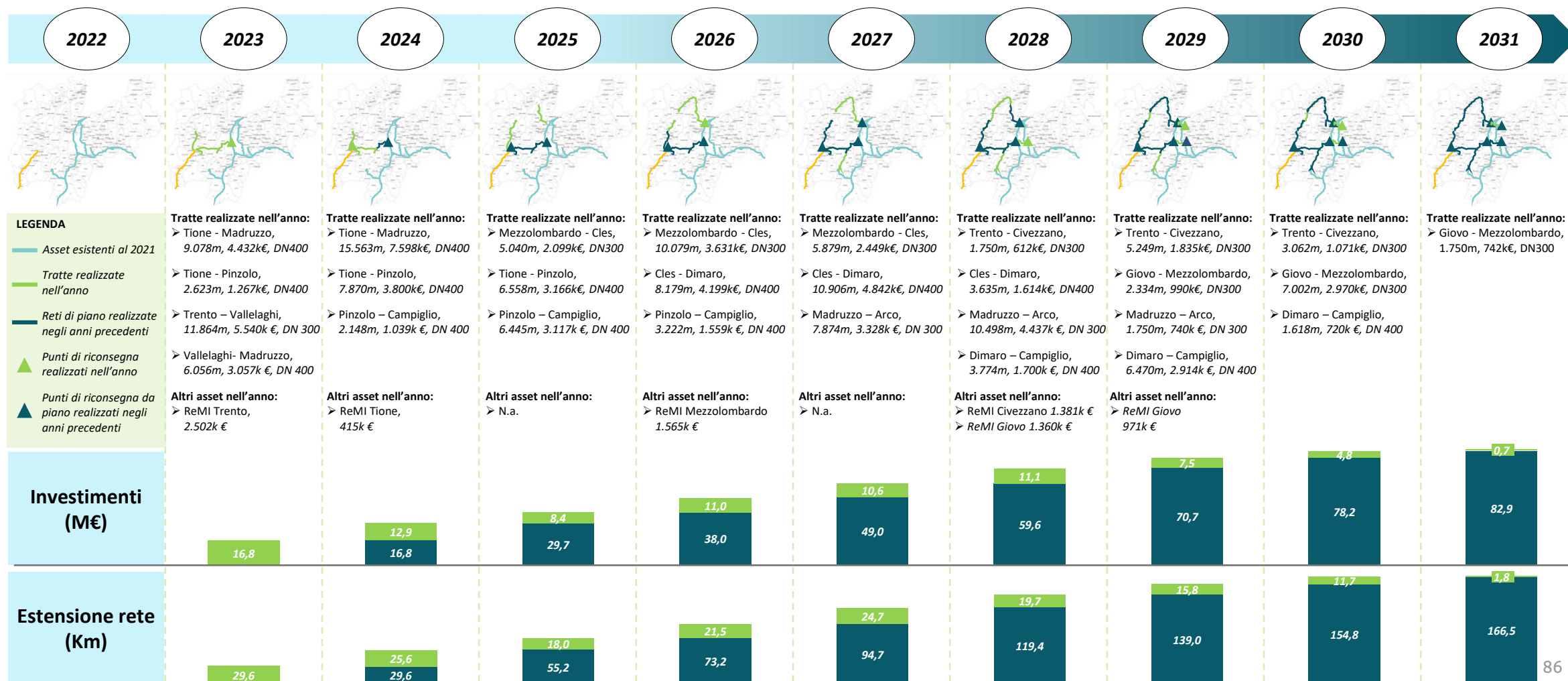


COD.	TRATTA	ANNO FINE LAVORI	LUNGHEZZA CONDOTTA [m]	DN	TOTALE INVESTIMENTO [€] (COMPRESA CONTINGENCY)
TR.TN.001	TRENTO-VALLELAGHI	2023	11.864	300	5.540.486 €
TR.TN.002	VALLELAGHI-MADRUZZO	2023	6.056	400	3.056.709 €
TR.TN.003	MADRUZZO-TIONE	2024	24.641	400	12.029.900 €
TR.TN.004	TIONE-PINZOLO	2025	17.052	400	8.232.882 €
TR.TN.005	PINZOLO-M.CAMPIGLIO	2026	11.815	400	5.714.524 €
TR.TN.006	MEZZOLOMBARDO-CLES	2027	20.998	300	8.747.375 €
TR.TN.007	CLES-DIMARO	2028	22.720	400	10.087.130 €
TR.TN.008	MADRUZZO-ARCO	2029	20.122	300	8.504.661 €
TR.TN.009	TRENTO-CIVEZZANO	2030	10.061	300	3.517.380 €
TR.TN.010	DIMARO-M.CAMPIGLIO	2030	11.862	400	5.342.545 €
TR.TN.011	GIOVO-MEZZOLOMBARDO	2031	11.086	300	4.702.372 €

Tot. 168,3
km condotte

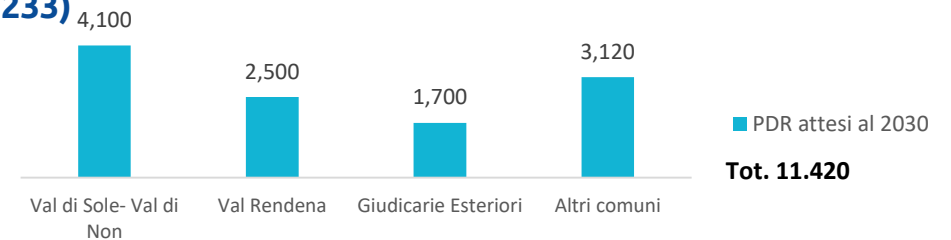
COD.	DENOMINAZIONE RE.MI.	ANNO FINE LAVORI	TOTALE INVESTIMENTO [€] (COMPRESA CONTINGENCY)
TR.TN.A	TRENTO VELA	2023	2.502.390 €
TR.TN.B	TIONE	2024	414.629 €
TR.TN.C	MEZZOLOMBARDO	2026	1.564.915 €
TR.TN.D	CIVEZZANO	2028	1.381.498 €
TR.TN.E	GIOVO	2029	2.330.831 €

Il progetto prevede la realizzazione di ca. 168 km di condotte in III specie per servire i territori attualmente non metanizzati e aumentare la resilienza infrastrutturale

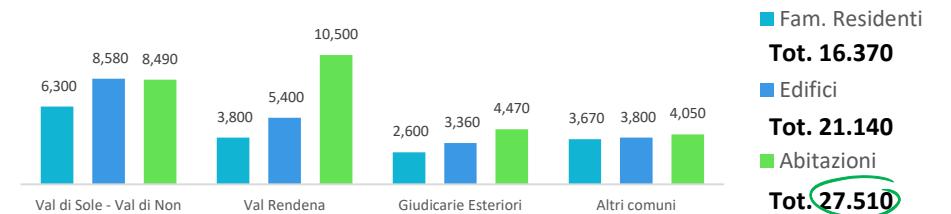


Elemento centrale per la valutazione della sostenibilità dell'intervento è la previsione sulle future attivazioni di fornitura per le utenze delle località attualmente non servite

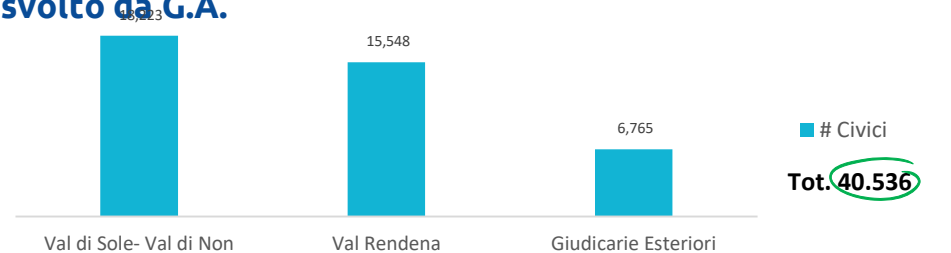
Numero PDR attesi al 2030 da dati PEAP (tabella 11, pag. 233)



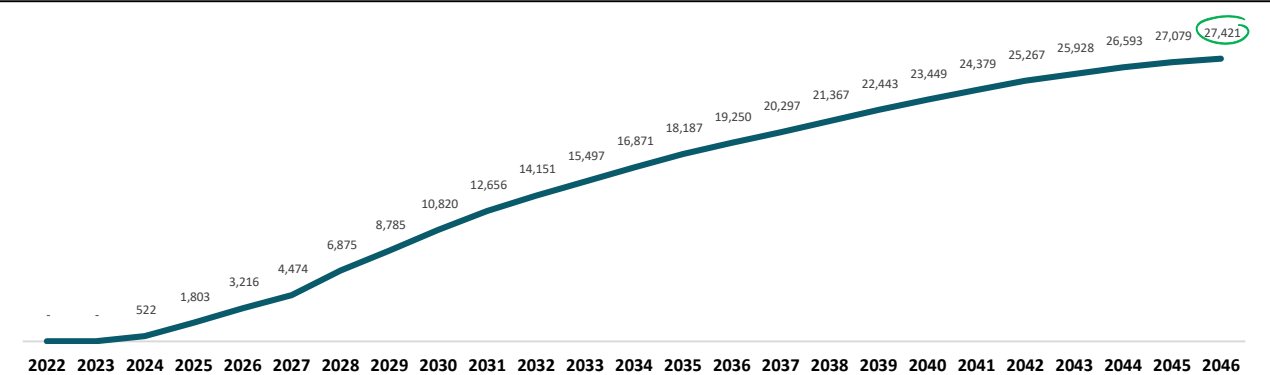
Numero PDR potenziali da PEAP* (tabella 12)



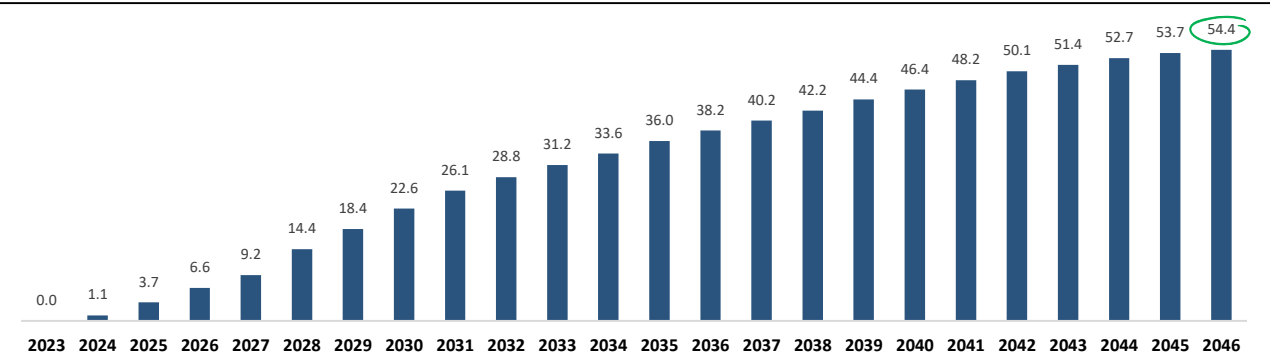
Numero civici/unità abitative da sopralluogo puntuale svolto da G.A.



Numero PDR attesi nel Piano Decennale di Gasdotti Alpini



Consumo annuo atteso (Milioni di Sm³/y)

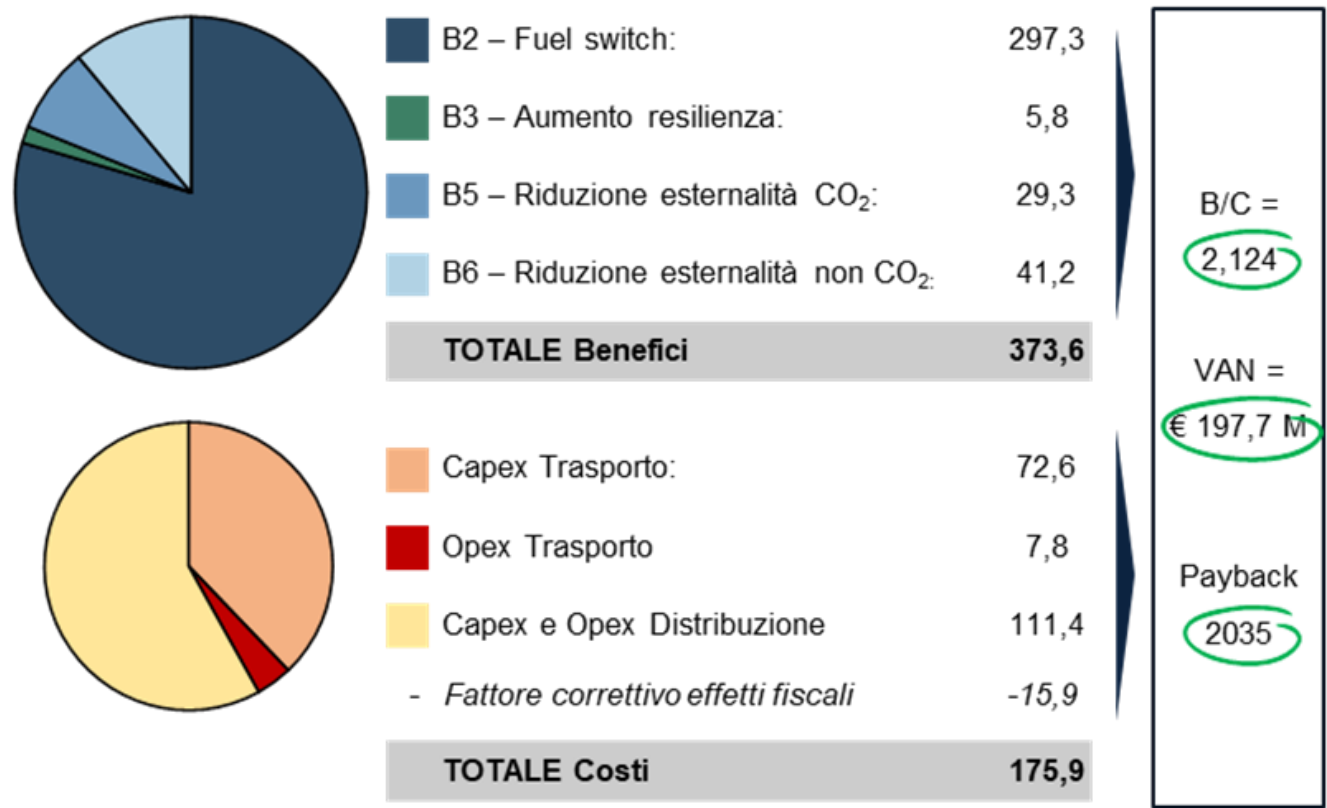


Le previsioni sull'incremento delle utenze previste da Gasdotti Alpini all'interno del proprio Piano di Sviluppo risultano coerenti con le stime della Provincia Autonoma di Trento: i circa 27.000 utenti previsti al 2045 rappresentano un valore coerente con il numero di edifici e abitazioni individuato nel PEAP come PDR potenziali, in modo da tenere in considerazione l'incidenza del comparto turistico rispetto al solo numero di famiglie residenti.

* Per PDR potenziale è inteso il numero di utenze che si attende al termine dello sviluppo del servizio

Il Piano di Sviluppo Decennale e l'Analisi Costi/Benefici di Gasdotti Alpini evidenziano valori che avvalorano la bontà del progetto per la collettività

Valori attualizzati al 4%; applicato il fattore correttivo del 9% per effetti fiscali sui costi di investimento



- L'ACB che Gasdotti Alpini ha sviluppato per il piano decennale evidenzia la **sostenibilità del progetto per la collettività**, con **benefici molto superiori rispetto ai costi**.
- I valori rappresentati sono ben al di sopra dell'equilibrio per la collettività in ciascuno degli scenari definiti, avvalorando la bontà dell'iniziativa.
- Il rapporto B/C presentato potrebbe ulteriormente migliorare a seguito dell'eventuale riclassificazione di reti di distribuzione in III specie, attualmente gestite dal Distributore locale in reti di Trasporto.

Indicatore	Scenario National Trend (NT)	Scenario Global Ambition (GA)
B/C	2,085	2,164
VAN (M€)	190,8	204,7

Ulteriori benefici del piano di Gasdotti Alpini

resilienza

- Il Piano garantisce ridondanza infrastrutturale, aumentando la resilienza del sistema di Trasporto in tutto il Trentino, attraverso un'infrastruttura capace di gestire situazioni di peak e off-peak anche in situazioni di stress disruption.

biogas

- La rete è in grado di recepire senza alcun problema la produzione di biogas come da previsioni del Piano Energetico Ambientale e Provinciale 2021.

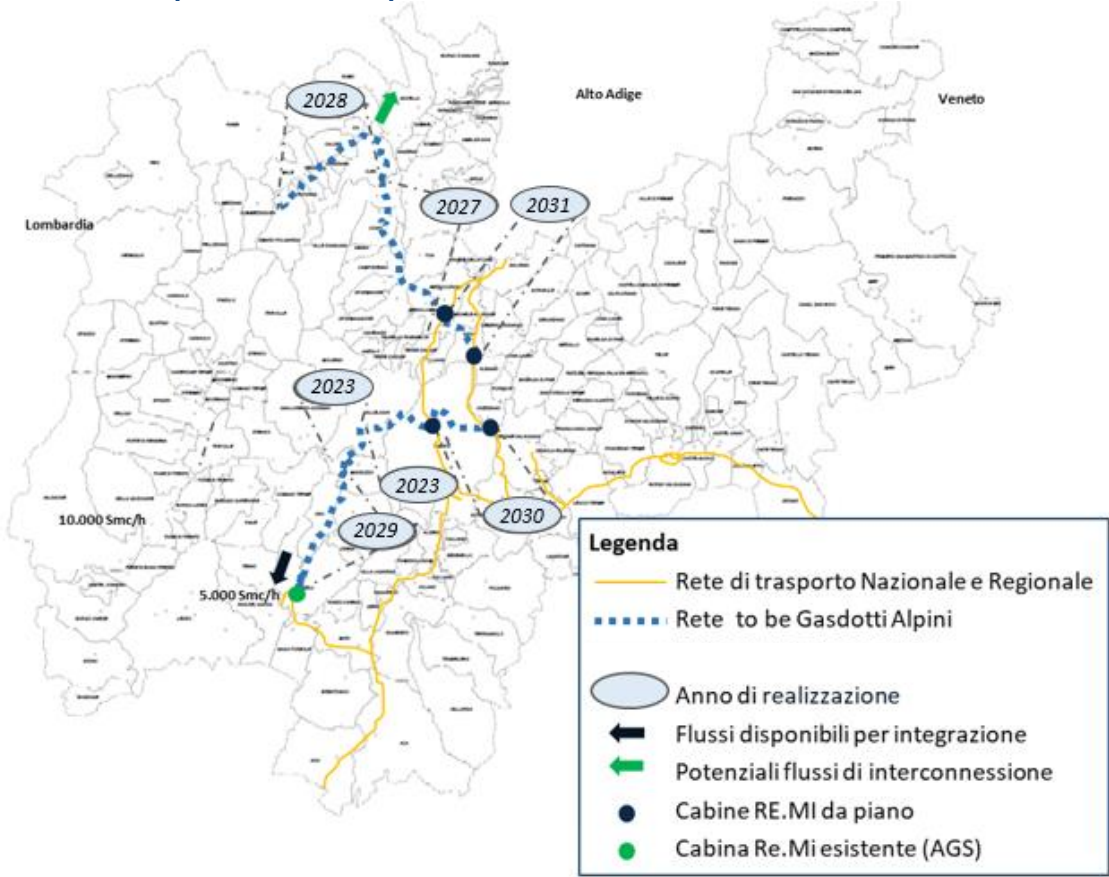
idrogeno

- Infrastruttura dimensionata e costruita per il trasporto in miscela (blending) di parte della produzione di idrogeno "verde" che avverrà in Trentino.
- Scenari simulati con idrogeno in blending 10% e 30%.
- Coerenza con il Piano Energetico Ambientale e Provinciale 2021 (scenario più spinto LC+_H+ prevede al 2030 blending al 9,6%).

Valutazione anticipata Piano di sviluppo decennale

Gasdotti Alpini

- Senza alcuna rinuncia o revisione anche parziale del Piano Decennale 2021 e 2022, Gasdotti Alpini ha chiesto che venga comunque valutato e approvato il Piano di Sviluppo per i soli tratti di rete e impianti che non si pongono in sovrapposizione con i progetti inclusi nei Piani Decennali di altri operatori del Trasporto gas.
- Tratte considerate per l'istanza di valutazione anticipata: Trento–Vallelaghi, Vallelaghi–Madruzzo, Mezzolombardo–Cles, Cles–Dimaro, Madruzzo–Arco, Trento–Civezzano, Giovo–Mezzolombardo.
- L'istanza di valutazione anticipata mantiene il medesimo cronoprogramma delle opere ed i medesimi economics del piano «completo».



	Piano 2021-2030	Valutazione anticipata piano 2021-2030
B/C	2,528	1,837
VAN [M€]	277	81
Payback	2032	2035

	Piano 2022-2031	Valutazione anticipata piano 2022-2031
B/C	2,124	1,598
VAN [M€]	198	56
Payback	2035	2038

**Grazie per
l'attenzione**

**GASDOTTI
ALPINI**





energia per ispirare il mondo

Workshop

“Piani Decennali 2022-2031 di sviluppo della rete di trasporto del gas”

04.05.2022