

PROVINCIA AUTONOMA DI TRENTO



**PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLE RETI  
DI TRASPORTO REGIONALE DEL GAS NATURALE  
2023-2032**

TITOLO DELL'ELABORATO

**PIANO DECENNALE**

Emissione revisione: rev.0

PROPONENTE

**GASDOTTI  
ALPINI**



**GASDOTTI  
ALPINI**



## INDICE

---

<b>1</b>	<b>INFORMAZIONI GENERALI.....</b>	<b>3</b>
1.1	Obiettivi generali e specifici del piano.....	3
1.2	Analisi del contesto sociale, economico, politico ed istituzionale .....	4
1.3	Analisi della domanda e dell’offerta attuale e futura .....	7
1.4	Quadro normativo di riferimento.....	10
<b>2</b>	<b>PIANO DI SVILUPPO DECENNALE .....</b>	<b>11</b>
2.1	Nuove infrastrutture ed eventuali congestioni.....	11
2.2	Driver delle decisioni relative agli interventi .....	11
2.3	Schede tecniche del progetto.....	12
<b>3</b>	<b>Verifica fluidodinamica dell’infrastruttura.....</b>	<b>24</b>
3.1	Metodo di calcolo portate orarie di picco .....	24
3.2	Portate di picco complessivo.....	26
3.3	Dimensionamento delle RE.MI.....	28
3.4	Verifica sostenibilità scenario <i>Stress Consumption</i> .....	28
3.5	Casistiche di guasto e scenari di <i>Stress Disruption</i> .....	29
3.6	Risultati delle modellazioni fluidodinamiche.....	30
3.7	Analisi criticità e congestioni.....	34
3.8	Utilizzo dell’infrastruttura per trasporto gas derivanti da fonti rinnovabili.....	34
3.9	Blending con l’idrogeno .....	35
<b>4</b>	<b>Analisi Costi Benefici.....</b>	<b>39</b>
4.1	Criteri Utilizzati .....	39
4.2	Overview del piano .....	40
4.3	Benefici e Costi Totali .....	65
4.4	Sostenibilità del piano e indicatori di performance (VAN, B/C, PayBack Period).....	73

	Analisi di sensitività su elementi costitutivi analisi economica .....	75
4.6	Analisi di scenario: evoluzione nell'uso del gas naturale.....	76
4.7	Analisi di scenario: impatto derivante dal <i>blending</i> con idrogeno .....	77
5	Operazioni di coordinamento con gli STAKEHOLDER.....	79
6	STRUTTURA SOCIETARIA - EXTRA OBBLIGHI .....	82
6.1	Compagine societaria, con separata evidenza della struttura dell'azionariato...	82
6.2	Indicazione di come si presume verrà esercitata in futuro l'infrastruttura .....	82
7	Struttura Finanziaria .....	83
7.1	Forme di finanziamento .....	83
8	Riferimenti .....	84

## 1 INFORMAZIONI GENERALI

### 1.1 Obiettivi generali e specifici del piano

Gasdotti Alpini è una Società nata con l'obiettivo di sviluppare infrastrutture regionali di Trasporto gas.

Il presente Piano Decennale (di seguito anche solo "Piano") vuole, quindi, proporre uno sviluppo del servizio che porterà alla metanizzazione della parte occidentale della Provincia di Trento, estendendo la fornitura ad aree attualmente non servite attraverso la realizzazione di nuovi gasdotti, fino a raggiungere un assetto infrastrutturale di poco meno di 170 km entro il 2032, e che garantirà altresì un incremento di resilienza per i territori già metanizzati.

La proposta di sviluppo infrastrutturale esposta in questo Piano giunge a seguito di un'analisi dei fabbisogni energetici attuali della Provincia Autonoma di Trento e del trend evolutivo atteso in termini di consumi, con particolare attenzione alle aree ancora non metanizzate. Questi territori, infatti, vedono un importante utilizzo di fonti energetiche più inquinanti e/o meno performanti del metano come il GPL, il gasolio e le biomasse (nel caso specifico, legna e cippato).

Per quanto riguarda gli obiettivi, il Piano proposto da Gasdotti Alpini va inteso come un unico progetto tanto che gli obiettivi specifici che si intende perseguire con i singoli interventi sono equivalenti agli obiettivi generali ai quali tende il Piano, in cui gli stessi sono inclusi. Di seguito se ne riassumono i principali:

- 1. Metanizzazione dell'area del Trentino occidentale** – la zona occidentale della Provincia di Trento attualmente non dispone di un'infrastruttura per la fornitura di gas naturale. Grazie al Piano proposto da Gasdotti Alpini si andrebbe a colmare questo gap, in coerenza con le esigenze energetiche del territorio, come anche illustrate nel Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 (PEAP) approvato dalla Provincia Autonoma di Trento (PAT);
- 2. Riduzione delle esternalità negative** – la sostituzione delle attuali fonti energetiche con il metano ridurrebbe le emissioni di esternalità negative associate non solo alla CO<sub>2</sub> ma anche di altri componenti come l'anidride solforosa, il diossido di azoto, l'ammoniaca e, soprattutto, le polveri sottili (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>). Inoltre, l'infrastruttura illustrata nel presente Piano garantisce la possibilità di immettere nella rete il c.d. *green gas* derivato da fonti a basso o nullo impatto ambientale (biogas, biometano): questa possibilità, in via prospettica, andrebbe a ridurre ulteriormente le esternalità negative associate al consumo di energia nel territorio trentino;
- 3. Incremento della sicurezza dell'approvvigionamento** – Il Piano presentato permette di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento dell'energia attraverso l'utilizzo di una fonte energetica (il gas naturale appunto) più sicura rispetto alle alternative ad oggi presenti nel territorio;
- 4. Ridondanza della rete e continuità dell'approvvigionamento** – il Piano presentato garantisce la ridondanza infrastrutturale, aumentando la resilienza del sistema di Trasporto in tutto il Trentino, attraverso la predisposizione di un'infrastruttura capace di gestire situazioni di peak e off-peak anche in situazioni di *stress disruption*. Si rimarca come gli interventi infrastrutturali oggetto del presente Piano andrebbero ad aumentare la potenzialità, la resilienza e la continuità del servizio non solamente nei territori di nuova metanizzazione ma anche nelle aree ad oggi già servite;
- 5. Contribuire alla crescita della rete** – il Piano prevede lo sviluppo di un'infrastruttura regionale che andrà ad accrescere la rete di trasporto italiana e a fornire conseguentemente una maggiore competitività del sistema Italia (e della Provincia Autonoma di Trento in particolare) nei confronti degli attori internazionali;

6. **Efficientamento energetico** – si contribuisce al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica attraverso l'utilizzo di una fonte energetica, il gas naturale, più efficiente e meno inquinante rispetto alle fonti energetiche utilizzate attualmente;
7. **Contribuire alla decarbonizzazione dei consumi** – l'infrastruttura sarà costruita e dimensionata secondo le migliori best practice con lo scopo di essere adatta per il trasporto in miscela (blending) di parte della produzione di idrogeno "verde" che avverrà in Trentino, allo scopo di soddisfare quote del fabbisogno di calore provinciale così come rappresentato negli scenari di decarbonizzazione LC+\_H2 e LC+\_H2+ del PEAP;
8. **Sviluppo della concorrenza** – il Piano contribuisce allo sviluppo del mercato energetico in un'area eterogenea dal punto di vista delle fonti energetiche, offrendo un'ulteriore opportunità all'utenza.

## 1.2 Analisi del contesto sociale, economico, politico ed istituzionale

Secondo i dati della relazione annuale pubblicata dal Ministero dello Sviluppo Economico, nel 2022 la domanda italiana di gas naturale è stata complessivamente pari a 68,7 miliardi di metri cubi, in riduzione di 7,7 miliardi di metri cubi (-10,1%) rispetto all'anno precedente. La riduzione è motivata dagli impatti su tutti i settori economici e produttivi dell'impennata dei costi energetici, del piano di contenimento consumi gas e dal clima particolarmente mite nel corso della metà del 2022. Il 2022 ha registrato inoltre un incremento rilevante delle esportazioni di gas via tubo verso i paesi europei che sono cresciute da 1,5 miliardi di metri cubi a circa 4,6 miliardi di metri cubi. Si segnala inoltre che a dicembre 2022 il livello di scorte era più alto di 2,6 miliardi di metri cubi rispetto a dicembre dell'anno precedente. Considerando le tre componenti (domanda, esportazioni e variazione scorte) l'approvvigionamento complessivo di gas è stato di 75,9 miliardi di metri cubi. L'approvvigionamento è stato garantito dalle importazioni via gasdotto e GNL per il 96% e dalla produzione nazionale per il 4%. La produzione nazionale include anche il biometano, passato dai 167 milioni di metri cubi del 2021 ai 210 del 2022. Il biometano rappresenta oggi una concreta possibilità di utilizzare la rete gas come vettore di energia rinnovabile. (MISE, 2022).

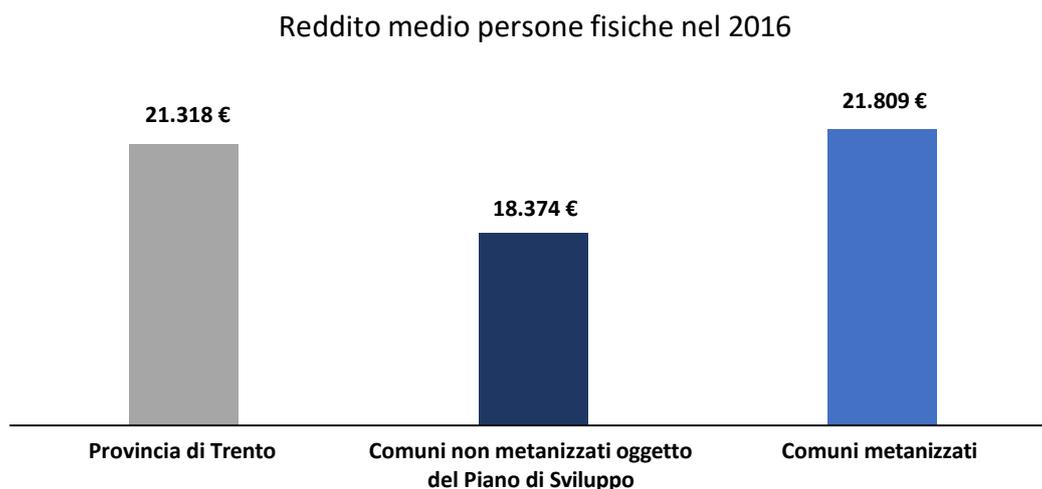
L'andamento storico evidenzia come la domanda di gas naturale italiana abbia raggiunto il picco, quantificato in 86,3 miliardi di metri cubi, nel 2005. Successivamente, si è registrato un calo della domanda, in concomitanza della crisi economica del 2008, che si è poi stabilizzata negli anni dal 2014 fino a registrare un leggero calo negli ultimi anni dovuto alla situazione pandemica e successivamente all'aumento dei prezzi del gas derivante dal conflitto russo-ucraino oltre che inverni particolarmente miti. Il settore civile (domestico e terziario) ha impegnato circa il 39% del volume complessivo di gas, mentre il settore termoelettrico e quello industriale hanno registrato percentuali rispettivamente del 46% e 15% (MISE 2022).

Inoltre, la domanda di gas giornaliera è sempre più variabile e imprevedibile anche a causa dell'utilizzo non programmabile delle fonti energetiche rinnovabili e del contestuale utilizzo del gas per la produzione elettrica nella gestione delle fasi di picco/ridotta produzione da rinnovabili.

Nella Provincia Autonoma di Trento si osservano numeriche differenti rispetto al contesto italiano, con solo il 70% dei comuni raggiunto dal servizio di Distribuzione del gas, nonostante le condizioni climatiche particolarmente rigide porterebbero a prediligere l'adozione di questa fonte energetica per il riscaldamento e l'uso di acqua calda sanitaria. I Comuni sprovvisti di una rete di distribuzione del gas naturale devono quindi soddisfare i propri fabbisogni energetici principalmente attraverso l'utilizzo di gasolio come fonte alternativa di energia e, per la parte residuale, attraverso l'utilizzo di GPL e di legna. Da sottolineare infatti come l'adozione di impianti elettrici (es. pompe di calore) non risulti conveniente per l'utenza data la condizione climatica e l'effettivo stato di efficienza energetica degli edifici, così come illustrato anche dal PEAP.

L'area attualmente non metanizzata si riferisce principalmente al Trentino occidentale, comprendente la Val di Sole, l'Alta Val di Non, le Giudicarie Settentrionali, Interiori ed Esteriori, il Bleggio e la Valle di Ledro.

Questa zona conta circa 40.000 abitanti e, soprattutto, è a forte vocazione turistica, sia estiva che invernale: questa situazione porta ad un importante incremento stagionale della popolazione effettivamente presente sul territorio e al conseguente aumento del fabbisogno energetico. Gasdotti Alpini ritiene che l'assenza di un'infrastruttura energetica di fornitura del gas naturale abbia influito, limitandole, sulle possibilità di sviluppo demografico ed economico di quest'area. Infatti, il reddito medio dei comuni attualmente non metanizzati – il cui territorio è interessato dalle infrastrutture oggetto del presente Piano – è sensibilmente inferiore al reddito medio della provincia di Trento (-14%), come illustrato nel grafico seguente.



**Immagine 1 - Reddito medio imponibile persone fisiche nel 2016 in euro per la provincia di Trento, per i comuni non metanizzati che sono oggetto del presente piano di sviluppo e per i comuni metanizzati della provincia.** Fonte: Elaborazione su dati del Ministero dell'Economia e delle Finanze relativi all'anno d'imposta 2016.

Una delle motivazioni che ha portato a questa limitata estensione dell'infrastruttura di Trasporto gas in Trentino, che è gestita attualmente da due trasportatori, Snam Rete Gas spa e in minima parte Retragas spa, è ragionevolmente da ricondurre alla particolare conformazione del territorio, dove le valli, in cui si concentra la popolazione, sono separate da aree montane disabitate, nonché alla carenza di disponibilità di gas delle reti di trasporto dell'area sudoccidentale (Tione - Arco). Infatti, a differenza della rete di trasporto gestita da SNAM (che si estende lungo la Valle dell'Adige, la Vallagarina e la Valsugana), che dispone e garantisce adeguata capacità, la propaggine che si estende verso Riva del Garda ed Arco manifesta una carenza di disponibilità, così come anche la rete di trasporto gestita da Retragas, che si estende da Storo fino a Tre Ville, nella bassa Valle delle Chiese e nelle basse Giudicarie Centrali. Detta conformazione ad oggi penalizza la parte occidentale/nord-occidentale e, conseguentemente, non permette lo sviluppo infrastrutturale e la conseguente fornitura di gas naturale in quell'area.

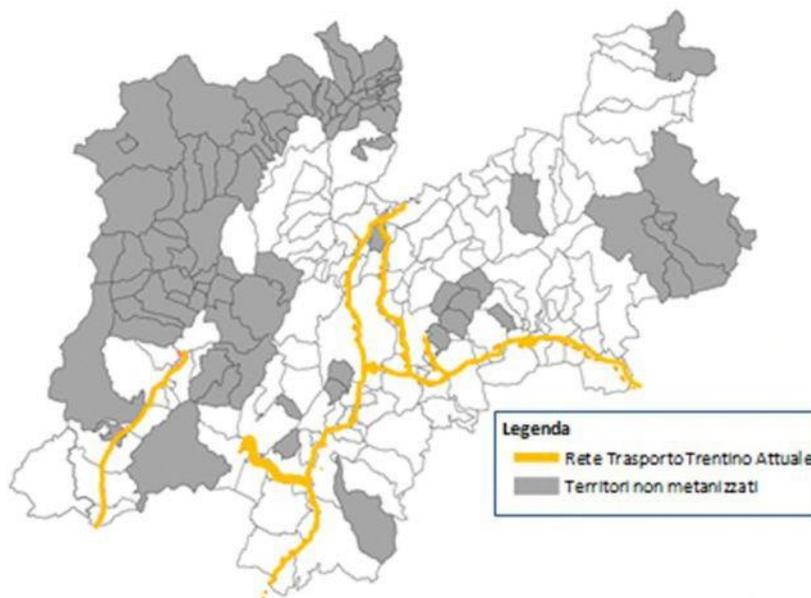


Immagine 2 - Rappresentazione dell'attuale rete di trasporto in Trentino

Date queste premesse, Gasdotti Alpini, attraverso il suo Piano, intende perseguire l'obiettivo di garantire l'approvvigionamento del gas nei comuni non ancora metanizzati, prevedendo la realizzazione di nuove tratte di rete di trasporto che andranno a interconnettersi con la rete già esistente dei due trasportatori attualmente presenti. Il Piano, in particolare, offre una soluzione di continuità e permette il raggiungimento delle aree attualmente non servite con un'adeguata capacità di fornitura derivante dall'anello con la rete della Valle dell'Adige.

**Infrastruttura da Piano Gasdotti Alpini**

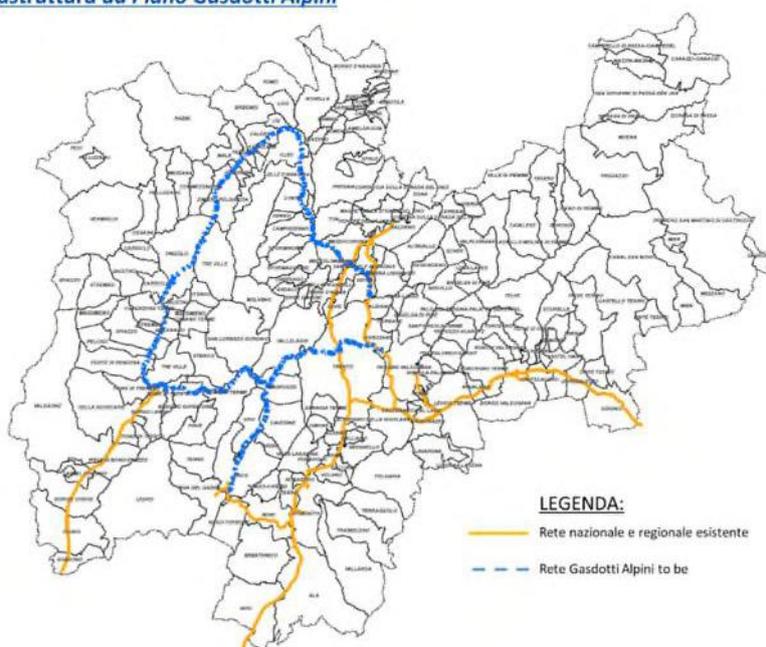


Immagine 3 - Rappresentazione della rete di trasporto nel Trentino post Piano

Inoltre, questo Piano si pone quindi in linea con il PNIEC che evidenzia la necessità di una maggiore flessibilità nel reperimento dell'energia dalle varie fonti e un potenziamento dell'infrastruttura energetica complessiva.

Il Piano, focalizzato sulla metanizzazione del Trentino Occidentale, va in questa direzione, contribuendo a una maggiore flessibilità, efficienza energetica e potenziamento della rete.

In conclusione, per quanto riguarda il contesto economico-sociale, si nota la continua crescita del settore turistico (settore che contribuisce all'11% del PIL provinciale) e la sempre maggior attenzione dedicata alle tematiche ambientali, aspetti, questi, che si muovono di pari passo con uno sviluppo delle infrastrutture adeguato a rispondere all'evoluzione del contesto.

Infatti, il Trentino custodisce un patrimonio di valori e di risorse che vanno sviluppate tenendo conto degli aspetti di fragilità ambientale, economica e sociale che derivano dalla particolare conformazione fisica della regione stessa.

Date queste evidenze si sottolinea come il Piano di Gasdotti Alpini vada incontro anche alla volontà della Provincia di sostenere il percorso rivolto verso una decarbonizzazione dell'economia, in linea con gli accordi di Parigi e con la Strategia Energetica Nazionale che vede uno sforzo importante verso questa direzione: questo non solo grazie alle ridotte emissioni del gas metano rispetto alle fonti energetiche attualmente utilizzate ma anche in relazione ai potenziali sviluppi dell'utilizzo dell'infrastruttura, come l'immissione dei c.d. *green gas*.

Si evidenzia come l'assetto infrastrutturale descritto nel presente Piano sia perfettamente coerente con il ruolo definito per le infrastrutture di Trasporto gas dal PEAP, andando anche a favorire la diffusione e l'utilizzo di gas quali il biometano e l'idrogeno.

Infine, Gasdotti Alpini si propone di collaborare con i vari stakeholder per promuovere lo sviluppo energetico sostenibile e alla gestione dei rischi ambientali esplicitando i criteri di intervento utilizzati per lo sviluppo della sua rete (paragrafo 4.1).

### 1.3 Analisi della domanda e dell'offerta attuale e futura

Gasdotti Alpini, come base della propria analisi, ha individuato i valori di riferimento del fabbisogno energetico annuo per i territori attualmente non metanizzati suddividendo le utenze potenziali in residenziali, alberghiere/terziarie, e industriali in conformità a quanto previsto dalla delibera 468/2018/R/GAS e relativo allegato<sup>1</sup> e ss.mm.ii..

L'analisi dei consumi trova conferma nei dati storici evidenziati dai soggetti pubblici attraverso i PAES comunali e dal Piano Energetico Ambientale Provinciale. Il fabbisogno annuo per tipologia di utenza è rappresentato nella tabella sottostante:

Tipologia di Utenza	Fabbisogno annuo (kWh/anno)
Residenziale	17.798
Industriale	156.325
Alberghiero	297.742
Terziario	113.532

Tabella 1 - Fabbisogno annuo di gas per tipologia di utenza espresso in kWh/anno

<sup>1</sup> Posto che per l'analisi della "domanda di gas" il dato utile e oggetto di studio è costituito dal potenziale numero di soggetti interessati all'utilizzo di gas per uso proprio, si precisa che il termine "Utenze" viene di seguito utilizzato sul piano meramente terminologico e in senso tecnico rispetto alla definizione data dalle disposizioni inerenti al codice di rete del Trasporto, ai sensi delle quali "Utente del Trasporto" è l'utilizzatore del sistema gas (cfr. delibera Arera n. 137/2002).

Il fabbisogno annuo per le utenze residenziali è stato calcolato sulla base di dati di letteratura e da valori aggregati acquisiti da distributori locali.

Per quanto riguarda le utenze industriali, si ipotizza che il consumo medio orario sia pari al 70% della portata di picco oraria e che le ore di consumo siano 8 ore al giorno per 220 giorni lavorativi, supponendo quindi, in via prudenziale, un unico turno produttivo. Le utenze alberghiere e terziarie, invece, sono caratterizzate da un profilo di consumo più simile a quello delle utenze residenziali che a quello delle utenze industriali. Di conseguenza, per le utenze alberghiere e terziarie si è supposto un rapporto tra consumo annuo e portata di picco uguale a quello delle utenze residenziali ottenendo così il consumo annuo medio.

Nell'analisi è stato considerato anche il tema dell'efficientamento energetico basato sulle previsioni effettuate dal PNIEC. Si prevede una diminuzione annua dei consumi complessivi nell'ordine di circa l'1% annuo per arrivare alla fine dell'arco di valutazione, nel 2047, a una riduzione cumulata di 14 punti percentuali per quanto riguarda le utenze industriali. Per le utenze residenziali è stata ipotizzata una diminuzione più contenuta, in ordine del 50% rispetto alle utenze industriali, mentre per le utenze alberghiere e terziarie è stata individuata una riduzione del 75% rispetto a quelle industriali. Il fabbisogno annuo di gas è stato quindi proiettato nel tempo utilizzando questi fattori correttivi per l'efficientamento energetico atteso.

L'analisi della domanda aggregata suddivisa per tipologia di utenza, così come indicato nell'allegato della delibera 468/2019/R/Gas è riportata nella tabella seguente:

Località da metanizzare	Utenze domestiche	Utenze Alberghiere	Utenze Terziarie	Utenze Industriali	Utenze Potenziali Totali	Fabbisogno totale potenziale (M Smc/anno)
38	39.485	599	1.073	222	<b>41.379</b>	<b>94,9</b>

Sulla base del numero di utenze potenziali, è stata quindi stimata la domanda effettiva, cioè quella derivante dalla curva di acquisizione delle utenze. Per la stima della curva di acquisizione delle utenze, Gasdotti Alpini ha seguito un approccio rigoroso basato sui dati storici del numero di utenze gas ed elettriche, del numero di abitanti e del numero di edifici per comune nel territorio trentino su dati ISTAT osservabili sulle aree attualmente metanizzate. Utilizzando tali dati, sono stati calcolati il tasso storico di penetrazione e il tasso storico di penetrazione in relazione al numero di edifici per comune, ottenendo così le curve di acquisizione per le varie metanizzazioni. Le curve di acquisizione ottenute a partire dal numero di utenze e a partire dal numero di edifici sono state sostanzialmente identiche in termini di sviluppo sebbene leggermente diverse in termini di magnitudo ( $\pm 2\%$ ).

Per la definizione delle curve di acquisizione Gasdotti Alpini ha fatto riferimento anche ai risultati dello "Studio RSE: Approvvigionamento Energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019" che riportavano tassi di adesione più contenuti rispetto a quelli osservabili per l'area trentina.

Tuttavia, in considerazione delle specificità del territorio trentino, caratterizzato prevalentemente da territori in fascia climatica F, si ritiene che le due situazioni non siano perfettamente comparabili: si sono quindi utilizzati i dati relativi alla Sardegna come validazione degli ordini di grandezza ottenuti e come supporto al tuning degli stessi.

Questa impostazione, come espresso in precedenza, è confermata anche dalle analisi contenute nel Piano Energetico Ambientale Provinciale della Provincia Autonoma di Trento, che illustra la ridotta efficacia

dell'utilizzo di fonti elettriche per il riscaldamento e l'utilizzo sanitario per gli edifici costruiti prima del 2005, che costituiscono la maggioranza delle costruzioni presenti in Trentino: infatti se è ipotizzabile un'ampia diffusione delle pompe di calore nei territori dell'Italia centro-meridionale e nelle isole, ciò non è applicabile per il territorio trentino (Capitolo 4, PEAP).

Partendo da questi dati è stato quindi possibile identificare un modello previsionale per i Comuni di nuova metanizzazione compresi nel Piano di Sviluppo del trasporto, per i quali sono noti il numero degli edifici (e la loro vetustà) e il numero e tipologia di utenze potenziali (ottenuti da sopralluogo puntuale e censimento ISTAT).

La curva di acquisizione utenze è riportata di seguito: sull'asse delle ascisse è indicato il numero di anni trascorso dalla data di metanizzazione di un determinato territorio (inteso come intervento di Trasporto e conseguente intervento di Distribuzione) e sull'asse delle ordinate è indicata la percentuale di utenze acquisite sul totale delle utenze potenziali.

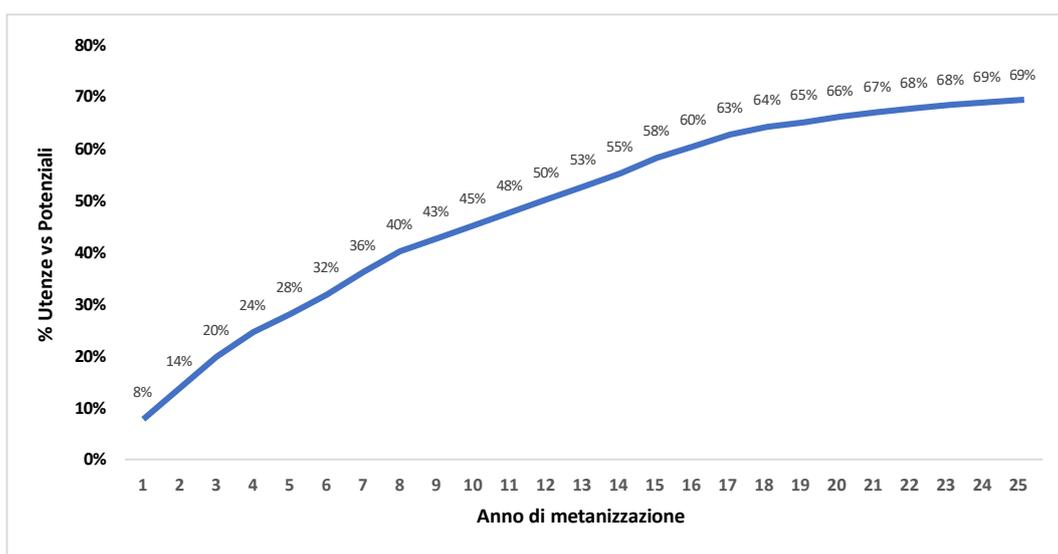


Immagine 4 - percentuale di acquisizione utenze negli anni successivi alla metanizzazione

Come evidenziato dal grafico sopra riportato la previsione di Gasdotti Alpini è sicuramente cautelativa. Inoltre, in via prudentiale, l'impostazione utilizzata parte dalla valutazione delle utenze potenziali as is, che risultano indipendenti dallo sviluppo demografico, economico e immobiliare prospettico. Date queste premesse, si evidenzia come questa impostazione permetta di arrivare a una stima cautelativa dei benefici.

La curva di acquisizione utilizzata implica che nell'arco dei 25 anni di Piano si allaccino all'infrastruttura di un numero di utenze molto inferiore a quelle potenziali: in altre parole, si è utilizzato *de facto* un tasso di adesione di molto inferiore al 100% in modo, tra le altre cose, da considerare implicitamente i possibili effetti di un'elettrificazione dei consumi e del mantenimento delle biomasse come fonte energetica. Infatti, un ruolo maggiormente rilevante dell'energia elettrica nel mix energetico, in presenza di un importante piano di efficientamento immobiliare, potrebbe portare alcune utenze a non allacciarsi alla rete di distribuzione del gas naturale, bensì a dotarsi di impianti di riscaldamento a energia elettrica (es. pompe di calore).

La stima di Gasdotti Alpini risulta essere ancora più cautelativa se si considerano le caratteristiche peculiari delle aree di nuova metanizzazione previste nel presente Piano. Infatti, tali località sono caratterizzate da condizioni climatiche particolarmente rigide che richiederebbero quantitativi di energia elettrica molto

maggiori rispetto a quelli ipotizzabili in aree cittadine standard. Oltretutto, in tali località è presente una presenza significativa di utenze terziarie e strutture ricettive/alberghiere, caratterizzate da elevati fabbisogni energetici. Per tutti questi motivi si rimarca come sia difficilmente ipotizzabile un'elettrificazione massiva nelle zone considerate.

## 1.4 Quadro normativo di riferimento

A livello comunitario, le normative di riferimento in materia sono la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, il regolamento (CE) n. 715/2009 e il regolamento (UE) 2017/1938.

La direttiva reca norme comuni per il mercato interno del gas naturale e prevede, unitamente alle norme nazionali di recepimento, che i gestori dei sistemi di trasporto trasmettano annualmente all'autorità di regolamentazione un piano decennale di sviluppo della rete. Il piano indica le principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco dei dieci anni successivi.

Il regolamento (CE) n. 715/2009 dispone la costituzione di ENTSOG e stabilisce che la stessa adotti ogni due anni un piano di sviluppo della rete decennale a livello europeo basato sui piani di sviluppo nazionali e sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee.

A livello nazionale i principali riferimenti normativi sono il decreto legislativo del 1° giugno 2011, n. 93, aggiornato al 21/03/2022 e 20/05/2022, la delibera ARERA 351/2016/R/Gas, come sostituita dalla delibera ARERA 468/2018/R/GAS e ss.mm.ii..

Il decreto legislativo del 1° giugno 2011, n. 93, recepisce nell'ordinamento legislativo nazionale le norme della direttiva europea 2009/73/EC. Con riferimento al piano di sviluppo decennale, l'articolo 16 così come modificato dall'art. 26 della legge 115 del 29 luglio 2015, e successive modifiche e integrazioni, dispone che il gestore della rete di trasporto trasmetta con la cadenza ivi prevista all'ARERA e al MASE il piano decennale di sviluppo della rete contenente gli interventi necessari per garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza degli approvvigionamenti, tenendo conto anche dell'economicità degli investimenti e della tutela dell'ambiente.

A seguito della abrogazione del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n. 65 del 27 febbraio 2013, recante le modalità e i criteri per la redazione del piano, da parte della legge 115 del 29 luglio 2015, la delibera 351/2016/R/Gas ha attuato l'art. 16 del D. Lgs n. 93 del 2011, fornendo disposizioni per la consultazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale.

La delibera 468/2018/R ha poi sostituito la delibera n. 351/2016 e individuato i requisiti minimi informativi che devono essere previsti all'interno di un piano decennale.

La delibera 230/2019/R/Gas ha approvato i criteri applicativi dell'analisi Costi-Benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale.

La delibera 532/2023/R/Gas ha fornito ulteriori indicazioni per la compilazione dei Piani di Sviluppo relativi all'anno 2023, modificando l'Allegato A della delibera n. 468/2018.

## 2 PIANO DI SVILUPPO DECENNALE

### 2.1 Nuove infrastrutture ed eventuali congestioni

L'infrastruttura individuata nel progetto di Gasdotti Alpini si compone di un totale di 11 tratte per una lunghezza complessiva di poco meno di 170 Km. Si riporta in Immagine 5 una rappresentazione schematica dell'assetto infrastrutturale atteso al 2032.

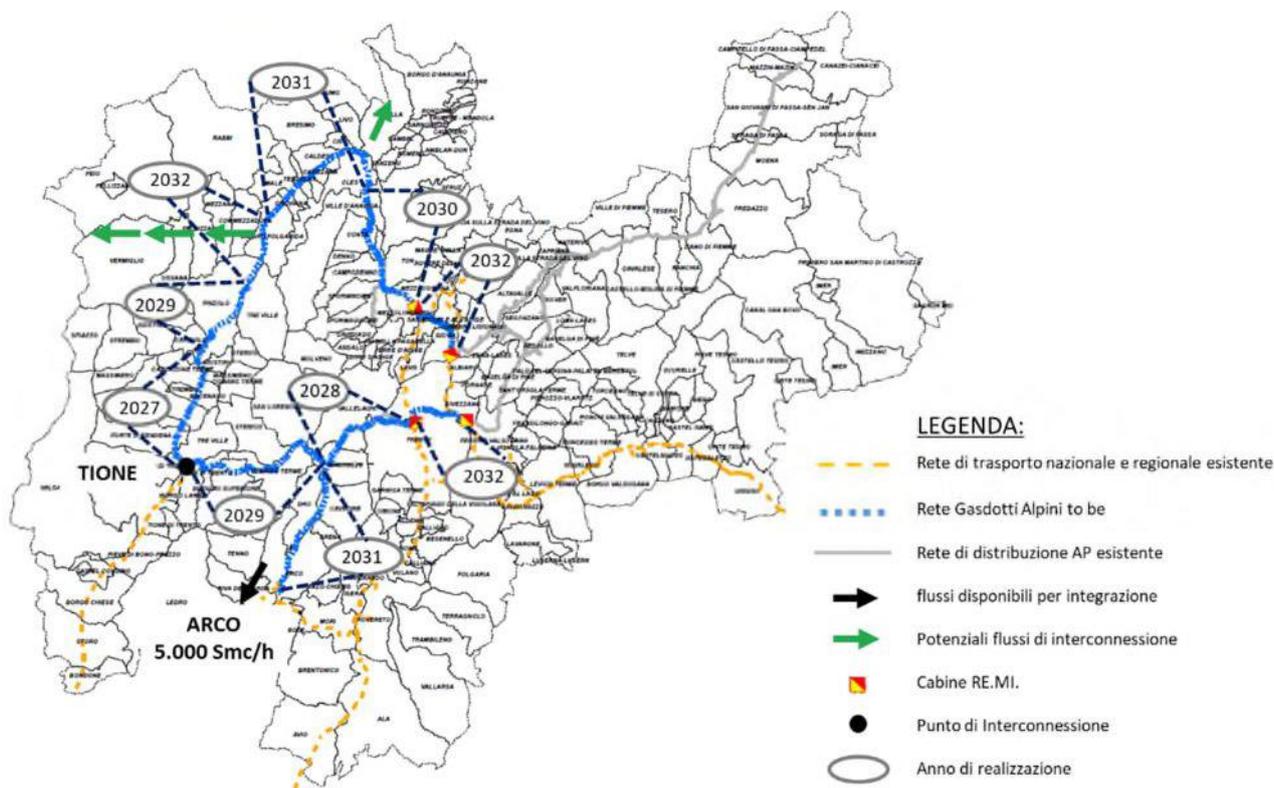


Immagine 5 - Rappresentazione Pianificazione Gasdotti Alpini

Tale infrastruttura è stata progettata con l'intento di non creare alcuna congestione con lo stato attuale degli impianti presenti.

### 2.2 Driver delle decisioni relative agli interventi

La scelta delle dimensioni e delle caratteristiche dell'infrastruttura è supportata da una serie di analisi riguardanti la modellazione fluidodinamica della rete volte ad individuare l'impianto che possa rispondere al meglio ai fabbisogni rilevati nella zona. Il territorio, infatti, per via della sua esposizione a temperature particolarmente rigide per almeno 3 mesi all'anno, costringe il trasportatore a dotarsi di un impianto flessibile agli scostamenti della domanda e in grado di reggere i picchi di consumo tipicamente invernali derivanti sia dalle utenze domestiche che dalle utenze alberghiere che vedono da dicembre a febbraio l'apice delle presenze turistiche.

L'iter di progettazione ha visto numerosi sopralluoghi in tutte le aree interessate dal Piano con lo scopo di individuare i tracciati ottimali e di valutare la loro idoneità tenuto conto delle caratteristiche proprie dell'infrastruttura che si andrà a realizzare. Ciascun tracciato è stato individuato con l'obiettivo di garantire la sicurezza per la collettività, di salvaguardare il più possibile il paesaggio e al contempo di ottenere uno sviluppo infrastrutturale quanto più efficiente possibile. L'analisi ingegneristica è stata resa particolarmente sfidante

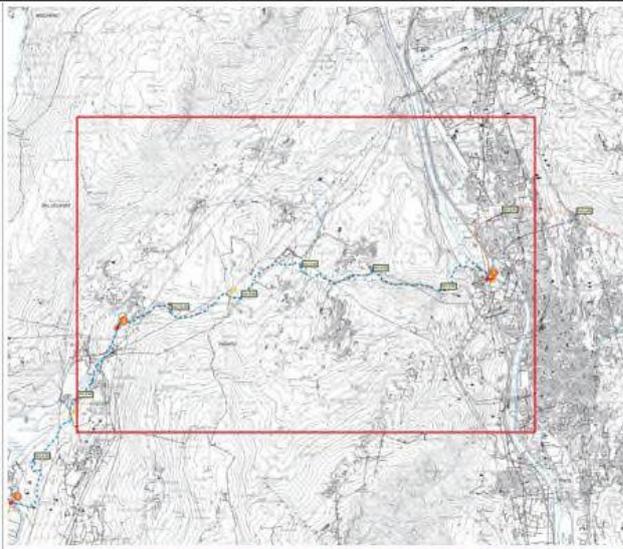
dalle caratteristiche morfologiche del Trentino che hanno influenzato in maniera rilevante la proposta definitiva dei tracciati dell'infrastruttura.

Con queste premesse, Gasdotti Alpini ha sviluppato il suo percorso di programmazione nel rispetto dei vincoli ambientali e civili presenti.

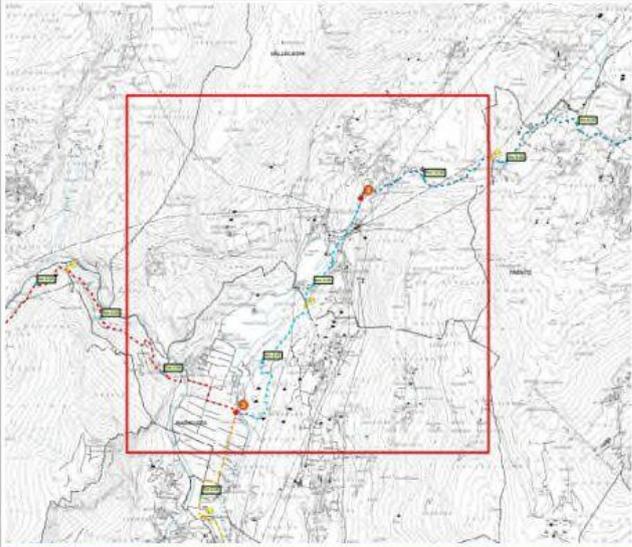
### **2.3 Schede tecniche del progetto**

Di seguito vengono rappresentate le schede tecniche riguardanti le tratte di rete che compongono il progetto. I costi indicati nelle schede sono tutti al netto della contingency successivamente valutata all'interno dell'Analisi Costi-Benefici.

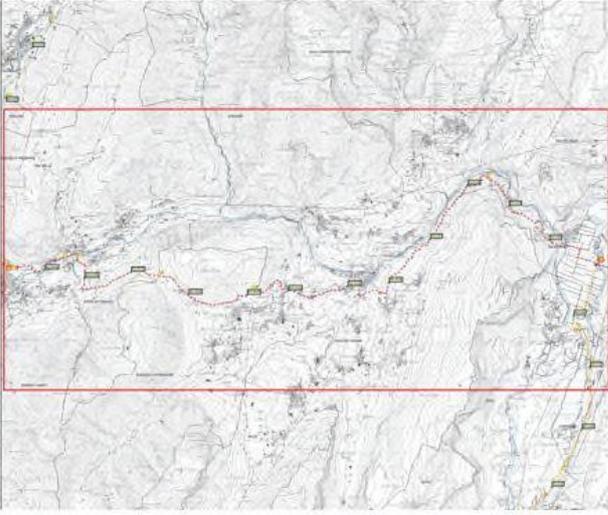
• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.001 DA TRENTO A VALLELAGHI**

		<b>TR.TN.001 – TRATTA TRENTO - VALLELAGHI</b>				
Denominazione intervento			TRENTO - VALLELAGHI			
Opere principali ed accessorie						
Codice	Denominazione	DN	KM	Pressione	Specie	Tipologia
TR.TN.001	TRENTO - VALLELAGHI	400	11,864km	5-12 bar	III specie - Acciaio	Principale
<b>Localizzazione dell'intervento</b> Territorio della Val d'Adige						
<b>Categoria principale intervento</b> Nuovo sviluppo di rete per avvicinamento ad aree non metanizzate						
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b> Intervento propedeutico alle nuove metanizzazioni						
<b>Obiettivo specifico</b> Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO <sub>2</sub> , riduzione emissioni di altri inquinanti						
<b>Presenza di altre reti di trasporto</b> Snam Rete Gas a Trento						
STATO DEL PROGETTO						
<b>Fase del progetto</b>			<i>Pianificato</i>			
<b>Data entrata in esercizio prevista</b>			<i>2028</i>			
<b>Costo dell'opera</b>			<i>7.223.602€</i>			
<b>Data avvio iter autorizzativo</b>			<i>01/11/2026</i>			
<b>Data inizio lavori</b>			<i>01/03/2027</i>			
<b>Data fine lavori</b>			<i>01/08/2028</i>			
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>			<i>2021</i>			
<b>Avanzamento rispetto al piano decennale precedente</b>			<i>In ritardo attribuibile a cause esogene</i>			
BENEFICI DEL PROGETTO						
Soddisfare nuova domanda; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.						
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRAPORTO						
Punto/i della rete impattati	Direzione		Incremento di capacità			
1 a Trento loc. Vela con Snam Rete Gas (Nuova RE.MI)	Entrata		430.000 Smc/gg			
ALTRE SEZIONI						
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>			<i>L'infrastruttura è adeguatamente preparata all'integrazione di green gas come indicato negli scenari di mix delineati dal PEAP. Non vengono previste fonti alternative di approvvigionamento</i>			
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>			<i>Tutti gli interventi del presente piano sono interdipendenti tra loro</i>			

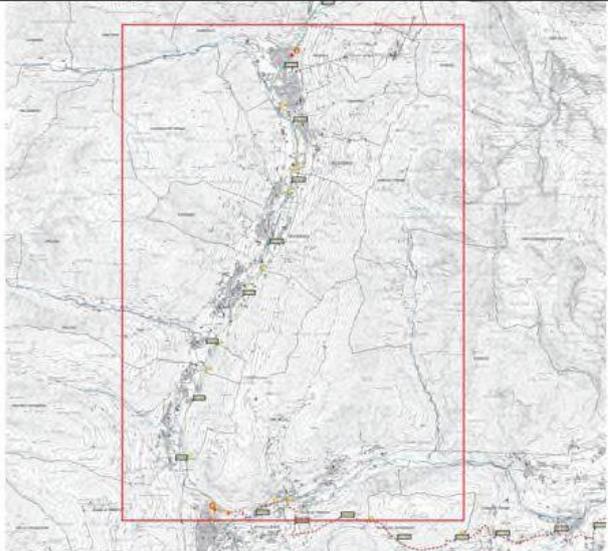
• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.002 DA VALLELAGHI A MADRUZZO**

		<h2 style="text-align: center;">TR.TN.002 – TRATTA VALLELAGHI - MADRUZZO</h2>				
Denominazione intervento		VALLELAGHI - MADRUZZO				
Opere principali ed accessorie						
Codice	Denominazione	DN	KM	Pressione	Specie	Tipologia
TR.TN.002	VALLELAGHI - MADRUZZO	400	6,056km	5-12 bar	III specie - Acciaio	Principale
<b>Localizzazione dell'intervento</b> Comunità della valle dei Laghi						
<b>Categoria principale intervento</b> Nuovo sviluppo di rete per avvicinamento ad aree non metanizzate						
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b> Intervento propedeutico alle nuove metanizzazioni						
<b>Obiettivo specifico</b> Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO <sub>2</sub> , riduzione emissioni di altri inquinanti						
<b>Presenza di altre reti di trasporto</b> Nessuna						
STATO DEL PROGETTO						
Fase del progetto		Pianificato				
Data entrata in esercizio prevista		2028				
Costo dell'opera		3.459.887 €				
Data avvio iter autorizzativo		03/01/2027				
Data inizio lavori		03/05/2027				
Data fine lavori		13/09/2028				
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano		2021				
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente		In ritardo attribuibile a cause esogene				
BENEFICI DEL PROGETTO						
Soddisfare nuova domanda; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.						
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRAPORTO						
Punto/i della rete impattati	Direzione		Incremento di capacità			
-	-		Nessuno			
ALTRE SEZIONI						
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>		L'infrastruttura è adeguatamente preparata all'integrazione di green gas come indicato negli scenari di mix delineati dal PEAP. Non vengono previste fonti alternative di approvvigionamento				
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>		Tutti gli interventi del presente piano sono interdipendenti tra loro				

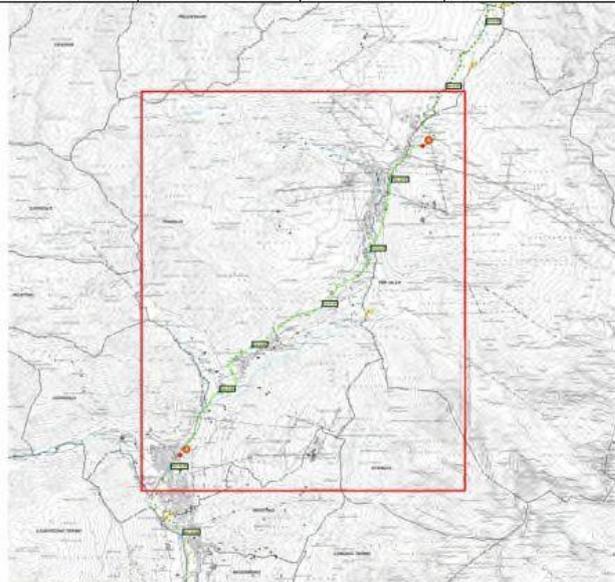
• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.003 DA MADRUZZO A TIONE**

		<b>TR.TN.003 – TRATTA MADRUZZO - TIONE</b>				
Denominazione intervento		<b>MADRUZZO – TIONE</b>				
<b>Opere principali ed accessorie</b>						
Codice	Denominazione	DN	KM	Pressione	Specie	Tipologia
TR.TN.003	MADRUZZO – TIONE	400	25,569km	5-12 bar	III specie - Acciaio	Principale
<b>Localizzazione dell'intervento</b> Comunità delle Giudicarie Esteriori						
<b>Categoria principale intervento</b> Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate						
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b> Sicurezza dell'approvvigionamento, qualità del servizio						
<b>Obiettivo specifico</b> Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO <sub>2</sub> , riduzione emissioni di altri inquinanti						
<b>Presenza di altre reti di trasporto</b> Retragas a Tione						
<b>STATO DEL PROGETTO</b>						
<b>Fase del progetto</b>		<i>Pianificato</i>				
<b>Data entrata in esercizio prevista</b>		<i>2029</i>				
<b>Costo dell'opera</b>		<i>13.435.294 €</i>				
<b>Data avvio iter autorizzativo</b>		<i>01/02/2027</i>				
<b>Data inizio lavori</b>		<i>01/06/2027</i>				
<b>Data fine lavori</b>		<i>16/04/2029</i>				
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>		<i>2021</i>				
<b>Avanzamento rispetto al piano decennale precedente</b>		<i>In ritardo attribuibile a cause esogene</i>				
<b>BENEFICI DEL PROGETTO</b>						
Soddisfare domanda energetica attuale e futura; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.						
<b>INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRAPORTO</b>						
<b>Punto/i della rete impattati</b>		<b>Direzione</b>		<b>Incremento di capacità</b>		
1 Tione con Retragas (Interconnessione)		-		Nessuno		
<b>ALTRE SEZIONI</b>						
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>			<i>L'infrastruttura è adeguatamente preparata all'integrazione di green gas come indicato negli scenari di mix delineati dal PEAP. Non vengono previste fonti alternative di approvvigionamento</i>			
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>			<i>Tutti gli interventi del presente piano sono interdipendenti tra loro</i>			

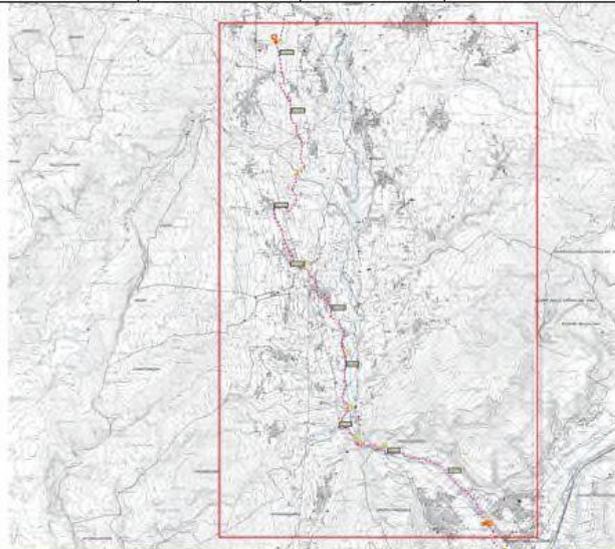
• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.004 DA TIONE A PINZOLO**

		<b>TR.TN.004 – TRATTA TIONE – PINZOLO</b>				
Denominazione intervento			TIONE - PINZOLO			
Opere principali ed accessorie						
Codice	Denominazione	DN	KM	Pressione	Specie	Tipologia
TR.TN.004	TIONE - PINZOLO	300	17,052km	5-12 bar	III specie - Acciaio	Principale
<b>Localizzazione dell'intervento</b> Comunità delle Giudicarie						
<b>Categoria principale intervento</b> Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate						
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b> Sicurezza dell'approvvigionamento, qualità del servizio						
<b>Obiettivo specifico</b> Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO <sub>2</sub> , riduzione emissioni di altri inquinanti						
<b>Presenza di altre reti di trasporto</b> Retragas a Tione						
STATO DEL PROGETTO						
Fase del progetto			Pianificato			
Data entrata in esercizio prevista			2027			
Costo dell'opera			7.849.014 €			
Data avvio iter autorizzativo			04/10/2024			
Data inizio lavori			03/03/2025			
Data fine lavori			22/04/2027			
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano			2021			
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente			In ritardo attribuibile a cause esogene			
BENEFICI DEL PROGETTO						
Soddisfare domanda energetica attuale e futura; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.						
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRAPORTO						
Punto/i della rete impattati		Direzione		Incremento di capacità		
1 Tione con Retragas (Interconnessione)		-		Nessuno		
ALTRE SEZIONI						
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>			L'infrastruttura è adeguatamente preparata all'integrazione di green gas come indicato negli scenari di mix delineati dal PEAP. Non vengono previste fonti alternative di approvvigionamento			
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>			Tutti gli interventi del presente piano sono interdipendenti tra loro			

• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.005 DA PINZOLO A M. CAMPIGLIO**

		<b>TR.TN.005 – TRATTA PINZOLO – M.CAMPIGLIO</b>				
Denominazione intervento			PINZOLO - M.CAMPIGLIO			
Opere principali ed accessorie						
Codice	Denominazione	DN	KM	Pressione	Specie	Tipologia
TR.TN.005	PINZOLO – M.CAMPIGLIO	300	11,815km	5-12 bar	III specie - Acciaio	Principale
<b>Localizzazione dell'intervento</b> Comunità delle Giudicarie						
<b>Categoria principale intervento</b> Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate						
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b> Sicurezza dell'approvvigionamento, qualità del servizio						
<b>Obiettivo specifico</b> Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO <sub>2</sub> , riduzione emissioni di altri inquinanti						
<b>Presenza di altre reti di trasporto</b> Nessuna						
STATO DEL PROGETTO						
Fase del progetto			Pianificato			
Data entrata in esercizio prevista			2029			
Costo dell'opera			5.481.795 €			
Data avvio iter autorizzativo			05/11/2027			
Data inizio lavori			03/04/2028			
Data fine lavori			30/11/2029			
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano			2021			
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente			In ritardo attribuibile a cause esogene			
BENEFICI DEL PROGETTO						
Soddisfare domanda energetica attuale e futura; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.						
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRAPORTO						
Punto/i della rete impattati		Direzione		Incremento di capacità		
-		-		Nessuno		
ALTRE SEZIONI						
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative			L'infrastruttura è adeguatamente preparata all'integrazione di green gas come indicato negli scenari di mix delineati dal PEAP. Non vengono previste fonti alternative di approvvigionamento			
Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Tutti gli interventi del presente piano sono interdipendenti tra loro			

• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.006 DA MEZZOLOMBARDO A CLES**

		<b>TR.TN.006 – MEZZOLOMBARDO - CLES</b>				
Denominazione intervento			MEZZOLOMBARDO – CLES			
Opere principali ed accessorie						
Codice	Denominazione	DN	KM	Pressione	Specie	Tipologia
TR.TN.006	MEZZOLOMBARDO – CLES	300	20,998km	5-12 bar	III specie - Acciaio	Principale
<b>Localizzazione dell'intervento</b> Comunità della Paganella – Comunità della Valle di Sole						
<b>Categoria principale intervento</b> Nuovo sviluppo di rete per avvicinamento in aree non metanizzate						
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b> Intervento propedeutico alle nuove metanizzazioni						
<b>Obiettivo specifico</b> Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO <sub>2</sub> , riduzione emissioni di altri inquinanti						
<b>Presenza di altre reti di trasporto</b> Snam Rete Gas a Mezzolombardo						
STATO DEL PROGETTO						
Fase del progetto			Pianificato			
Data entrata in esercizio prevista			2030			
Costo dell'opera			9.874.330 €			
Data avvio iter autorizzativo			04/05/2028			
Data inizio lavori			01/09/2028			
Data fine lavori			06/05/2030			
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano			2021			
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente			In ritardo attribuibile a cause esogene			
BENEFICI DEL PROGETTO						
Soddisfare domanda energetica attuale e futura; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.						
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRAPORTO						
Punto/i della rete impattati		Direzione		Incremento di capacità		
1 a Mezzolombardo con Snam Rete Gas (Nuova RE.MI)		Entrata		290.000 Smc/gg		
ALTRE SEZIONI						
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>			L'infrastruttura è adeguatamente preparata all'integrazione di green gas come indicato negli scenari di mix delineati dal PEAP. Non vengono previste fonti alternative di approvvigionamento			
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>			Tutti gli interventi del presente piano sono interdipendenti tra loro			

• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.007 DA CLES A DIMARO**

		<b>TR.TN.007 – TRATTA CLES - DIMARO</b>				
Denominazione intervento		CLES - DIMARO				
<b>Opere principali ed accessorie</b>						
Codice	Denominazione	DN	KM	Pressione	Specie	Tipologia
TR.TN.007	CLES - DIMARO	300	22,720 Km	5-12 bar	III specie - Acciaio	Principale
<b>Localizzazione dell'intervento</b> Comunità della Valle di Sole						
<b>Categoria principale intervento</b> Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate						
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b> Sicurezza dell'approvvigionamento, qualità del servizio, metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda						
<b>Obiettivo specifico</b> Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO <sub>2</sub> , riduzione emissioni di altri inquinanti						
<b>Presenza di altre reti di trasporto</b> Nessuna						
<b>STATO DEL PROGETTO</b>						
Fase del progetto		Pianificato				
Data entrata in esercizio prevista		2031				
Costo dell'opera		9.582.600 €				
Data avvio iter autorizzativo		03/11/2028				
Data inizio lavori		02/04/2029				
Data fine lavori		23/04/2031				
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano		2021				
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente		In ritardo attribuibile a cause esogene				
<b>BENEFICI DEL PROGETTO</b>						
Soddisfare domanda energetica attuale e futura; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.						
<b>INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRAPORTO</b>						
Punto/i della rete impattati		Direzione		Incremento di capacità		
-		-		Nessuno		
<b>ALTRE SEZIONI</b>						
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>		L'infrastruttura è adeguatamente preparata all'integrazione di green gas come indicato negli scenari di mix delineati dal PEAP. Non vengono previste fonti alternative di approvvigionamento				
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>		Tutti gli interventi del presente piano sono interdipendenti tra loro				

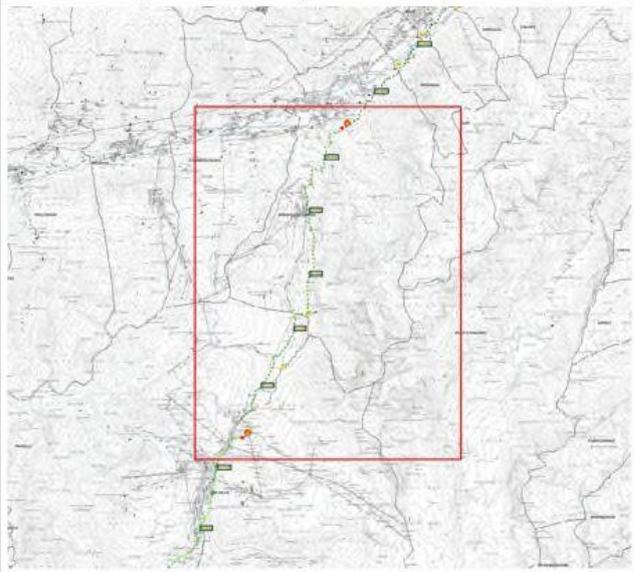
• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.008 DA MADRUZZO A ARCO**

		<h2 style="text-align: center;">TR.TN.008 – TRATTA MADRUZZO - ARCO</h2>				
Denominazione intervento		MADRUZZO - ARCO				
Opere principali ed accessorie						
Codice	Denominazione	DN	KM	Pressione	Specie	Tipologia
TR.TN.008	MADRUZZO - ARCO	300	20,122 Km	5-12 bar	III specie - Acciaio	Principale
<b>Localizzazione dell'intervento</b> Comunità della Valle dei Laghi						
<b>Categoria principale intervento</b> Miglioramento della sicurezza e della continuità del servizio						
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b> Qualità del servizio						
<b>Obiettivo specifico</b> Ridondanza del metanodotto						
<b>Presenza di altre reti di trasporto</b> Snam Rete Gas ad Arco						
STATO DEL PROGETTO						
Fase del progetto		Pianificato				
Data entrata in esercizio prevista		2031				
Costo dell'opera		9.632.762 €				
Data avvio iter autorizzativo		06/05/2029				
Data inizio lavori		03/09/2029				
Data fine lavori		09/07/2031				
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano		2021				
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente		In ritardo attribuibile a cause esogene				
BENEFICI DEL PROGETTO						
Soddisfare nuova domanda; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.						
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRAPORTO						
Punto/i della rete impattati		Direzione		Incremento di capacità		
-		-		Nessuno		
ALTRE SEZIONI						
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>			L'infrastruttura è adeguatamente preparata all'integrazione di green gas come indicato negli scenari di mix delineati dal PEAP. Non vengono previste fonti alternative di approvvigionamento			
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>			Tutti gli interventi del presente piano sono interdipendenti tra loro			

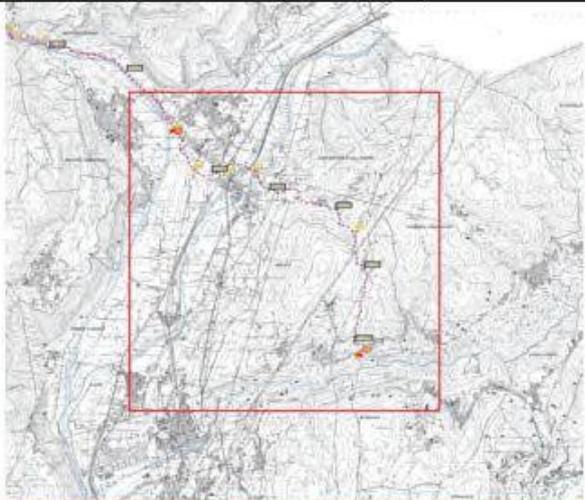
• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.009 DA TRENTO A CIVEZZANO**

		<b>TR.TN.009 – TRATTA TRENTO CIVEZZANO</b>				
Denominazione intervento		TRENTO - CIVEZZANO				
Opere principali ed accessorie						
Codice	Denominazione	DN	KM	Pressione	Specie	Tipologia
TR.TN.009	TRENTO - CIVEZZANO	300	10,061Km	5-12 bar	III specie - Acciaio	Principale
<b>Localizzazione dell'intervento</b> Territorio della Val D'Adige  <b>Categoria principale intervento</b> Miglioramento della sicurezza e della continuità del servizio  <b>Obiettivo generale dell'intervento</b> Qualità del servizio  <b>Obiettivo specifico</b> Ridondanza del metanodotto  <b>Presenza di altre reti di trasporto</b> Snam Rete Gas a Trento e Civezzano						
STATO DEL PROGETTO						
Fase del progetto		Pianificato				
Data entrata in esercizio prevista		2032				
Costo dell'opera		4.091.656 €				
Data avvio iter autorizzativo		02/11/2029				
Data inizio lavori		01/04/2030				
Data fine lavori		04/02/2032				
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano		2021				
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente		In ritardo attribuibile a cause esogene				
BENEFICI DEL PROGETTO						
Soddisfare nuova domanda; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.						
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRAPORTO						
Punto/i della rete impattati	Direzione	Incremento di capacità				
1 a Civezzano con Snam Rete Gas (Nuova RE.MI)	Entrata	260.000 Smc/gg				
1 a Trento con Snam Rete Gas (Nuova RE.MI)	Entrata	430.000 Smc/gg				
ALTRE SEZIONI						
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>			L'infrastruttura è adeguatamente preparata all'integrazione di green gas come indicato negli scenari di mix delineati dal PEAP. Non vengono previste fonti alternative di approvvigionamento			
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>			Tutti gli interventi del presente piano sono interdipendenti tra loro			

• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.010 DA DIMARO A M. CAMPIGLIO**

		<h2 style="text-align: center;">TR.TN.010 – TRATTA DIMARO – M.CAMPIGLIO</h2>				
Denominazione intervento			DIMARO – M.CAMPIGLIO			
Opere principali ed accessorie						
Codice	Denominazione	DN	KM	Pressione	Specie	Tipologia
TR.TN.010	DIMARO – M.CAMPIGLIO	300	11,862Km	5-12 bar	III specie - Acciaio	Principale
<b>Localizzazione dell'intervento</b> Comunità della Valle di Sole – Comunità delle Giudicarie						
<b>Categoria principale intervento</b> Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate						
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b> Sicurezza dell'approvvigionamento, qualità del servizio, metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda, sostenibilità ambientali						
<b>Obiettivo specifico</b> Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO <sub>2</sub> , riduzione emissioni di altri inquinanti						
<b>Presenza di altre reti di trasporto</b> Nessuna						
STATO DEL PROGETTO						
Fase del progetto			Pianificato			
Data entrata in esercizio prevista			2032			
Costo dell'opera			5.116.203 €			
Data avvio iter autorizzativo			05/04/2030			
Data inizio lavori			02/09/2030			
Data fine lavori			02/06/2032			
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano			2021			
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente			In ritardo attribuibile a cause esogene			
BENEFICI DEL PROGETTO						
Soddisfare domanda energetica attuale e futura; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.						
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRAPORTO						
Punto/i della rete impattati		Direzione		Incremento di capacità		
-		-		Nessuno		
ALTRE SEZIONI						
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>			L'infrastruttura è adeguatamente preparata all'integrazione di green gas come indicato negli scenari di mix delineati dal PEAP. Non vengono previste fonti alternative di approvvigionamento			
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>			Tutti gli interventi del presente piano sono interdipendenti tra loro			

• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.011 DA GIOVO A MEZZOLOMBARDO**

		<b>TR.TN.011 – TRATTA GIOVO - MEZZOLOMBARDO</b>				
Denominazione intervento		<b>GIOVO - MEZZOLOMBARDO</b>				
Opere principali ed accessorie						
Codice	Denominazione	DN	KM	Pressione	Specie	Tipologia
TR.TN.011	GIOVO - MEZZOLOMBARDO	300	11,086Km	5-12 bar	III specie - Acciaio	Principale
<b>Localizzazione dell'intervento</b> Comunità della Valle di Cembra – Comunità della Paganella						
<b>Categoria principale intervento</b> Miglioramento della sicurezza e della continuità del servizio						
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b> Qualità del servizio						
<b>Obiettivo specifico</b> Ridondanza del metanodotto, contro alimentazione in caso di emergenza						
<b>Presenza di altre reti di trasporto</b> Snam Rete Gas a Giovo e Mezzolombardo						
STATO DEL PROGETTO						
Fase del progetto		<i>Pianificato</i>				
Data entrata in esercizio prevista		<i>2032</i>				
Costo dell'opera		<i>5.300.960 €</i>				
Data avvio iter autorizzativo		<i>01/01/2031</i>				
Data inizio lavori		<i>01/05/2031</i>				
Data fine lavori		<i>02/11/2032</i>				
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano		<i>2021</i>				
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente		<i>In ritardo attribuibile a cause esogene</i>				
BENEFICI DEL PROGETTO						
Soddisfare nuova domanda; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.						
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRAPORTO						
Punto/i della rete impattati		Direzione	Incremento di capacità			
1 a Giovo con Snam Rete Gas (Nuova RE.MI)		Entrata	400.000 Smc/gg			
1 a Mezzolombardo con Snam Rete Gas (Nuova RE.MI)		Entrata	290.000 Smc/gg			
ALTRE SEZIONI						
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>			<i>L'infrastruttura è adeguatamente preparata all'integrazione di green gas come indicato negli scenari di mix delineati dal PEAP. Non vengono previste fonti alternative di approvvigionamento</i>			
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>			<i>Tutti gli interventi del presente piano sono interdipendenti tra loro</i>			

### 3 VERIFICA FLUIDODINAMICA DELL'INFRASTRUTTURA

Per valutare la sostenibilità tecnica del progetto proposto, Gasdotti Alpini ha verificato l'assetto infrastrutturale attraverso un modello fluidodinamico volto a simulare le condizioni di utilizzo dell'infrastruttura, sia in condizioni di normale funzionamento che in condizioni di stress.

In particolare, sono stati analizzati gli scenari di consumo di picco derivanti da condizioni di climatica eccezionale (*stress consumption*) e gli scenari di parzializzazione/fuori servizio della rete (*stress disruption*). Questo approccio, illustrato nel presente capitolo, permette di tenere in considerazione tutte le casistiche di esercizio statisticamente rilevanti.

I risultati confermano la sostenibilità tecnica del progetto proposto da Gasdotti Alpini, con la garanzia della continuità del servizio in tutte le casistiche di esercizio statisticamente rilevanti.

#### 3.1 Metodo di calcolo portate orarie di picco

Il metodo di calcolo delle portate orarie di picco varia in funzione del fatto che il Comune oggetto di analisi ricada in aree di nuova metanizzazione, oppure in aree già servite dalla rete del gas naturale gestita dai diversi distributori locali.

##### 3.1.1 Aree di nuova metanizzazione

La stima delle portate orarie di picco viene definita in funzione delle tipologie di utenze: domestiche, piccole attività artigianali e commerciali, utenze energivore del settore industriale o terziario.

Le portate di picco caratteristiche delle utenze domestiche, residenziali e non residenziali, sono state calcolate a partire dai dati storici medi aggregati per tipologia d'uso del gas naturale forniti da distributori locali.

La portata di picco dell'utenza di tipo domestica del nuovo Comune da servire viene assunta pari al 90° percentile superiore dei valori di picco per uso domestico noti per i Comuni già metanizzati, raggruppati per Comunità di Valle, calcolati per un tempo di ritorno di 60 anni, pari alla vita utile dell'infrastruttura. Si identifica la Comunità di Valle più affine al Comune di nuova metanizzazione tramite il confronto diretto dei Gradi Giorno (GG). L'iter di calcolo sviluppato per determinare la portata di picco dell'utenza domestica dei Comuni già metanizzati viene mostrato nel paragrafo seguente.

Per le piccole attività artigianali e commerciali (negozi, alimentari, uffici, bar), la portata di picco oraria varia da 1,5 a 3 Smc/h/cad, in funzione della dimensione dell'area dell'immobile utilizzato, così come ricavato dal censimento ISTAT.

Per definire i consumi orari medi e di picco delle utenze energivore del settore industriale e produttivo, commerciale, direzionale/terziario, turistico/ricettivo e delle strutture pubbliche è stata condotta una campagna di sopralluoghi per effettuare un censimento delle potenzialità massime delle apparecchiature installate presso le strutture in oggetto, le quali sono state identificate dapprima tramite analisi desk: il numero di strutture è stato ricavato dalle variabili censuarie ISTAT, la localizzazione delle stesse con strumenti ArcMap e StreetView. In sede di sopralluogo sono stati censiti anche i dati di consumo medio annuo.

Ove non è stato possibile reperire i dati di targa degli utilizzatori, si sono ipotizzati dei valori rappresentativi desunti da un'analisi comparativa su strutture con analoga tipologia d'uso, già allacciate alla rete del gas naturale in altri comuni già metanizzati.

### 3.1.2 Aree già servite dalla rete del gas naturale

Gasdotti Alpini ha sviluppato un'analisi statistica per prevedere la portata di picco da utilizzare nelle simulazioni fluidodinamiche, con l'obiettivo di quantificare i prelievi che si realizzerebbero ai punti di riconsegna ad uso domestico, in presenza di una condizione termica particolarmente fredda. Gli studi di letteratura dimostrano infatti una stretta correlazione tra la portata di gas prelevata dalle utenze domestiche e le temperature minime diurne registrate nel periodo corrispondente.

Si è pertanto condotta un'analisi statistica dei consumi totali annui noti, suddivisi per comune, e delle portate orarie erogate dalle cabine RE.MI. degli impianti di distribuzione ARERA di Trento e Denno, concentrando l'attenzione sui prelievi di picco giornalieri registrati durante le ultime stagioni termiche. I dati sono stati poi correlati alle temperature minime registrate nei periodi corrispondenti dalla stazione meteorologica di riferimento (fonte: MeteoTrentino-PAT), definendo una funzione diretta tra Portata e Temperatura.

Successivamente, è stata sviluppata un'analisi statistica delle temperature minime annuali storiche registrate dalle stazioni meteorologiche, per stimare l'evento meteorologico estremo che può verificarsi nel tempo di ritorno di 60 anni (vita utile dell'infrastruttura).

Infine, le portate orarie erogate dalle cabine RE.MI. di Trento e Denno sono state sottoposte ad analisi di correlazione multivariata, che ha portato alla determinazione di un raffinato modello di previsione delle portate di picco.

In ragione della numerosità e tipologia di PDR esistenti per comune, la portata di picco a scala d'impianto è stata ripartita in portate di picco comunali e, poi, nella portata di picco per la singola utenza domestica. I valori di portata di picco domestico comunale sono stati raggruppati per le varie Comunità di Valle di appartenenza, per poi calcolare il 90esimo percentile.

La portata di picco oraria per utenza domestica tipologica varia da 0,7 a 1,1 Smc/h/cad, in base al Comune o alla Comunità di Valle di riferimento. Si precisa che l'approccio qui individuato, basandosi su dati reali, tiene indirettamente conto anche del fattore di contemporaneità, già inglobato all'interno dei valori di picco stimati.

La portata di picco utilizzata nelle verifiche fluidodinamiche considera il contributo delle utenze attualmente presenti nelle aree già servite dalla rete del gas naturale nelle condizioni estreme di accadimento del fenomeno con un tempo di ritorno di 60 anni, ma anche il contributo aggiuntivo derivante dall'incremento delle utenze potenziali civili, nonché le nuove utenze stimate per le nuove estensioni di rete in frazioni di comuni già metanizzati e in comuni limitrofi.

### 3.1.3 Proiezione delle portate di picco sul lungo periodo

Le portate di picco calcolate secondo gli approcci metodologici descritti nei paragrafi precedenti si basano su delle assunzioni di utilizzo di gas naturale governate da condizioni, usi e consuetudini attuali, ma non danno indicazioni di un'eventuale proiezione delle portate di picco sul lungo periodo.

Alcuni trend di analisi ipotizzano una graduale contrazione dei consumi nei prossimi decenni, legata ad esempio all'utilizzo alternativo o supplementare di fonti rinnovabili e/o biomassa legnosa ed alla riqualificazione energetica degli involucri degli edifici residenziali e commerciali. In abbinamento all'efficientamento energetico del parco immobiliare, un altro elemento innovativo molto attuale è legato all'elettificazione dei consumi: nello scenario di decarbonizzazione i generatori di calore ad uso riscaldamento, alimentati da combustibili fossili, verranno sostituiti da pompe di calore elettriche tipicamente reversibili, in grado di funzionare in ciclo annuale sia per il servizio di raffrescamento che di riscaldamento.

Dall'altro lato, però, la contrazione dei consumi viene rallentata dal costante miglioramento della qualità della vita (ad esempio, con l'incremento della superficie media delle abitazioni e maggior uso di acqua calda sanitaria) e dall'aumentare del numero di famiglie mono o bi-componenti. Questi elementi di fatto tendono ad aumentare il fabbisogno pro-capite.

Le stime effettuate a livello regionale non stanno registrando una marcata contrazione dei consumi totali di gas naturale. Essi vengono erosi solo marginalmente dall'uso alternativo delle fonti rinnovabili: il Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 della Provincia Autonoma di Trento afferma che al 2050 il solare termico e la cogenerazione a biogas aumenteranno solo leggermente, mentre le caldaie a biomassa rimarranno stabili. Non si assisterà nemmeno ad una rilevante penetrazione delle pompe di calore, che lavorano bene fino a temperature di riscaldamento di 40-45°C e quindi non sono adeguate a garantire un buon confort in zone ad alta quota e ricadenti in fascia climatica F interessate da temperature invernali assai rigide, quali la maggior parte dei comuni trentini. C'è da considerare che le pompe di calore hanno un costo molto maggiore rispetto alle caldaie a condensazione e spesso vengono installate solo a seguito della ristrutturazione degli edifici.

Ultimo aspetto caratteristico del Trentino che non modera il valore di picco della portata è legato al fatto che le utenze sono dislocate in maniera ridistribuita sul territorio in numerosi centri abitati di medio/piccole dimensioni, abbattendo sensibilmente la contemporaneità dei consumi.

In base a quanto sopra riferito, la scelta progettuale adottata nelle simulazioni fluidodinamiche è stata quella di mantenere la portata di picco sul lungo periodo invariata rispetto al consumo attuale.

Questa scelta da maggiori garanzie che le reti e gli impianti progettati siano adeguatamente dimensionati per il totale utilizzo potenziale e per un arco temporale molto ampio, di 60 anni, pari alla vita utile dell'infrastruttura.

### **3.1.4 Fabbisogni aggiuntivi**

Come descritto nei paragrafi precedenti, la modellazione fluidodinamica copre i fabbisogni delle portate di picco dei Comuni già metanizzati e dei nuovi Comuni ad oggi non serviti dalla rete di distribuzione del gas naturale, ma interessati dal Presente piano di Sviluppo.

Inoltre, la rete è stata dimensionata in modo da garantire un fabbisogno aggiuntivo ad Arco di 5.000 Smc/h per Arco, non solo in condizioni di normale funzionamento, ma anche in condizioni di emergenza. Questa assunzione rispetta la continuità di servizio e migliora la sicurezza di esercizio degli asset perché aumenta il sistema di ridondanza d'alimentazione che, ad oggi, non presenta grosse capacità residue di trasporto e/o distribuzione del gas naturale.

## **3.2 Portate di picco complessivo**

Nella tabella seguente vengono riepilogate le portate di picco derivanti dall'analisi dei Comuni interessati dalla nuova metanizzazione.

Nelle simulazioni fluidodinamiche, queste portate sono state allocate puntualmente lungo le tratte di progetto, in corrispondenza dei punti di Riconsegna tra Gasdotti Alpini ed i Distributori.

Per quanto concerne solo le nuove tratte oggetto del Piano, le utenze potenziali coinvolte ammontano a 41.379, con una portata di picco complessiva di 45.089 Smc/h ed un consumo annuo totale di 94,9 milioni di Smc/anno.

<b>CODICE INTERVENTO</b>	<b>NOME TRATTA</b>	<b>N° UTENZE POTENZIALI</b>	<b>PORTATA DI PICCO (Smc/h)</b>	<b>CONSUMO ANNUO (mln Smc/anno)</b>
TR.TN.001	TRENTO-VALLELAGHI	0	0	0
TR.TN.002	VALLELAGHI-MADRUZZO	0	0	0
TR.TN.003	MADRUZZO-TIONE	6.765	9.392	14,4
TR.TN.004	TIONE-PINZOLO	11.324	11.841	22,8
TR.TN.005	PINZOLO- M. DI CAMPIGLIO	4.224	3.933	10,9
TR.TN.006	MEZZOLOMBARDO-CLES	0	0	0
TR.TN.007	CLES-DIMARO	17.846	18.585	43,9
TR.TN.008	MADRUZZO-ARCO	0	0	0
TR.TN.009	TRENTO-CIVEZZANO	0	0	0
TR.TN.010	DIMARO-M. DI CAMPIGLIO	1.220	1.338	2,9
TR.TN.011	GIOVO-MEZZOLOMBARDO	0	0	0
	<b>Totale complessivo</b>	<b>41.379</b>	<b>45.089</b>	<b>94,9</b>

Tabella 2 - riepilogo utenze e portate di picco per tratte

Per quanto concerne i territori già metanizzati, le utenze potenziali coinvolte ammontano a 43.377, con una portata di picco complessiva di 43.428 Smc/h ed un consumo annuo totale di 114,1 milioni di Smc/anno.

Nelle simulazioni fluidodinamiche, queste portate sono state allocate puntualmente in uscita dalle nuove RE.MI. del Trasportatore.

<b>IMPIANTO DI DISTIBUZIONE ESISTENTE</b>	<b>N° UTENZE POTENZIALI</b>	<b>PORTATA DI PICCO (Smc/h)</b>	<b>CONSUMO ANNUO (mln Smc/anno)</b>
Impianto di Denno	14.342	13.872	36,8
porzione dell'impianto esistente di distribuzione di Trento che si estende tra Civezzano-Giovo- Campitello Di Fassa	22.593	24.863	62,9
porzione dell'impianto esistente di distribuzione di Trento che si estende in Vallelaghi	6.442	4.693	14,4
<b>Totale complessivo</b>	<b>43.377</b>	<b>43.428</b>	<b>114,1</b>

Tabella 3 - riepilogo utenze e portate di picco degli impianti di distribuzione esistenti

Nell'immagine seguente sono riportate le portate di picco utilizzate nelle simulazioni fluidodinamiche, distribuite per dislocazione geografica della tratta.

Complessivamente, le utenze potenziali coinvolte ammontano a 84.756, con una portata di picco complessiva di 88.517 Smc/h ed un consumo annuo totale di 209 milioni di Smc/anno.

Aggiungendo le contro-alimentazioni ad Arco, la portata di picco finale è di **93.517 Smc/h**.

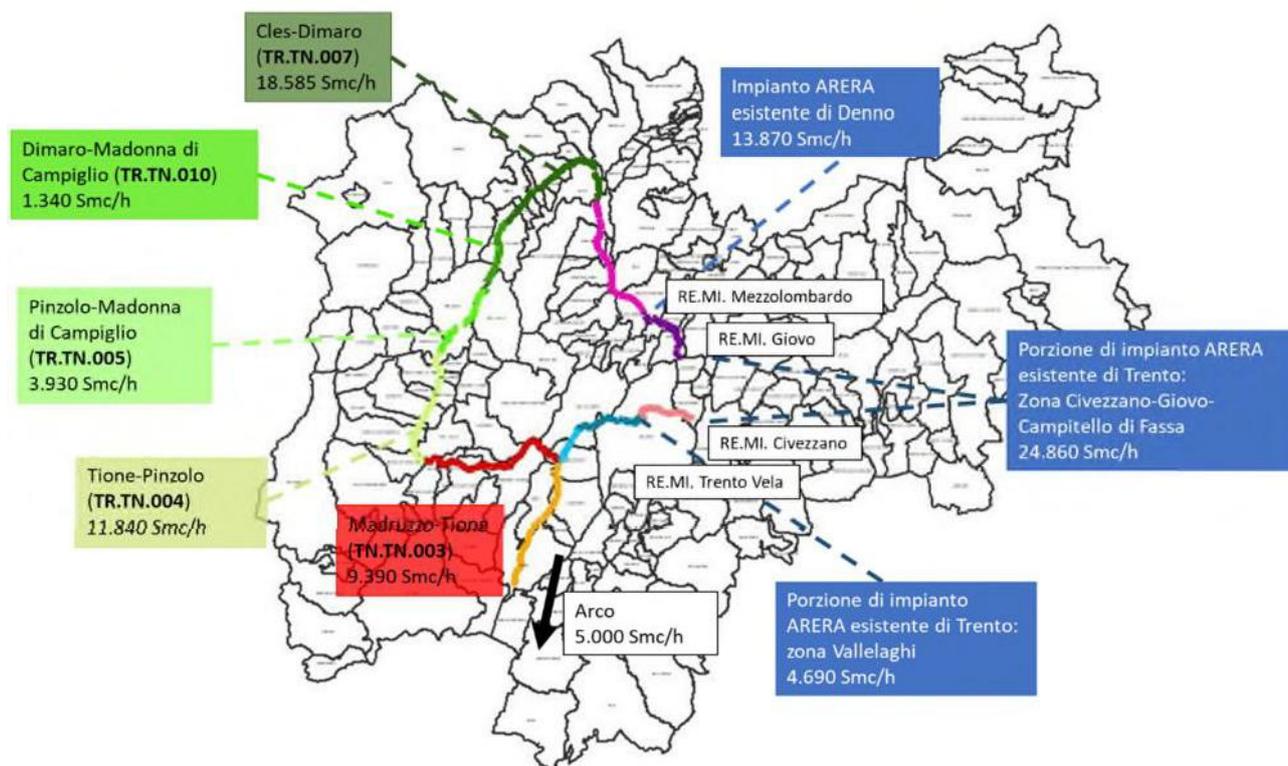


Immagine 6 – Portate di picco sottese alla rete to be di trasporto Gasdotti Alpini e prelievi concentrati alle RE.MI. degli impianti di distribuzione ARERA esistenti

### 3.3 Dimensionamento delle RE.MI.

Nella tabella seguente vengono riportate le portate di progetto ( $Q_{ero}$  e  $Q_{imp}$ ) delle nuove RE.MI. Con  $Q_{ero}$  si intende la portata erogata contrattuale e con  $Q_{imp}$  si fa riferimento alla portata di impianto.

CODICE INTERVENTO	NOME RE.MI.	direzione	$Q_{ero}$ (Smc/h)	$Q_{imp}$ (Smc/h)
TR.TN.A.	RE.MI. Trento Vela	entrata	35.000	44.000
TR.TN.C.	RE.MI. Mezzolombardo	entrata	23.200	45.000
TR.TN.D.	RE.MI. Civezzano	entrata	15.000	25.000
TR.TN.E.	RE.MI. Giovo	entrata	30.000	36.000

Tabella 4 - dimensionamento RE.MI.

La RE.MI. di Arco non rientra del presente Piano di Sviluppo perché sarà realizzata dalla Società di distribuzione che gestisce la zona. Questo approccio infatti vale anche per tutte le nuove RE.MI. che verranno realizzate per alimentare i nuovi impianti di distribuzione nelle aree di futura metanizzazione.

### 3.4 Verifica sostenibilità scenario *Stress Consumption*

Per la verifica fluidodinamica ed il dimensionamento dell'infrastruttura si è utilizzato il **Software Synergi Gas DNV-GL** con simulazioni **US-Unsteady State**: Synergi Gas utilizza i concetti di conservazione della massa e del

momento (equazioni complete di continuità e del moto) per analizzare come il sistema si bilancia in condizioni dinamiche. Considerare l'effetto di comprimibilità del gas naturale ed i fenomeni transitori di "dumping" nelle reti di alta pressione è fondamentale per ottimizzare il dimensionamento delle reti e degli impianti primari.

**In condizioni di normale funzionamento**, il dimensionamento dell'infrastruttura è considerato ottimale se, a fronte delle portate di picco, si verificano le seguenti condizioni:

- Le **portate** in uscita dalle cabine RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto sono **inferiori alle portate erogate contrattuali ( $Q_{ero}$ )**.
- I valori delle performances di **pressione ai nodi** e di **velocità di transito** all'interno delle condotte di 3<sup>a</sup> specie rientrano nei range specifici ottimali normativi. La pressione massima e minima ammissibile è pari al range delle 3<sup>a</sup> specie, ovvero 5-12 bar. La verifica ha esito positivo se la pressione minima si mantiene superiore a 5 bar nel punto di rete più depresso e nel momento temporale più sfavorito, ovvero nelle condizioni più gravose di esercizio. Il limite di velocità ammesso è pari a 25 m/s; al di sotto di tale valore si limita il trascinarsi di eventuali impurità, perdite di carico e fenomeni di rumorosità. La verifica ha esito positivo se si mantengono le velocità entro il limite definito nel 100% della rete anche nelle condizioni più gravose di esercizio.

L'analisi fluidodinamica per gli scenari di Stress Consumption mostra la sostenibilità del progetto in casistiche di climatiche eccezionali.

### 3.5 Casistiche di guasto e scenari di *Stress Disruption*

La condizione di emergenza rappresenta il caso di mancato servizio di una delle 4 RE.MI. magliate tra loro. Pertanto, ne consegue che sono stati sviluppati 4 scenari di emergenza:

- mancata alimentazione dalla RE.MI. di Civezzano;
- mancata alimentazione dalla RE.MI. di Giovo;
- mancata alimentazione dalla RE.MI. di Mezzolombardo;
- mancata alimentazione dalla RE.MI. di Trento Vela;

Non sono stati previsti scenari relativi alla contemporanea mancata alimentazione di due RE.MI. data la non rilevanza statistica di questa casistica.

**In condizioni di emergenza**, il dimensionamento dell'infrastruttura è considerato ottimale se, a fronte delle portate di picco, si verificano le seguenti condizioni:

- Le **portate** in uscita dalle cabine RE.MI. sono **inferiori alle portate d'impianto ( $Q_{imp}$ )**, ovvero gli impianti sono correttamente dimensionati per tali flussi maggiorati, legati ad una probabilità di accadimento molto bassa e per un periodo molto limitato di tempo.
- In tutti gli scenari di emergenza si rispetta il limite contrattuale complessivo delle portate erogabili dall'insieme delle 4 RE.MI., pari a 103.200 Sm<sup>3</sup>/h. Nello scenario "worst case", la somma contemporanea dei prelievi fissa il valore massimo di 84.060 Sm<sup>3</sup>/h.

- I valori delle *performances* di **pressione ai nodi** e di **velocità di transito** per le condotte di 3<sup>a</sup> specie rientrano nei range specifici ottimali normativi. I limiti sono identici a quelli fissati per la verifica in condizioni di normale funzionamento che rientrano nei range specifici ottimali normativi: 25 m/s per le velocità e 5-12 bar per le pressioni.

### 3.6 Risultati delle modellazioni fluidodinamiche

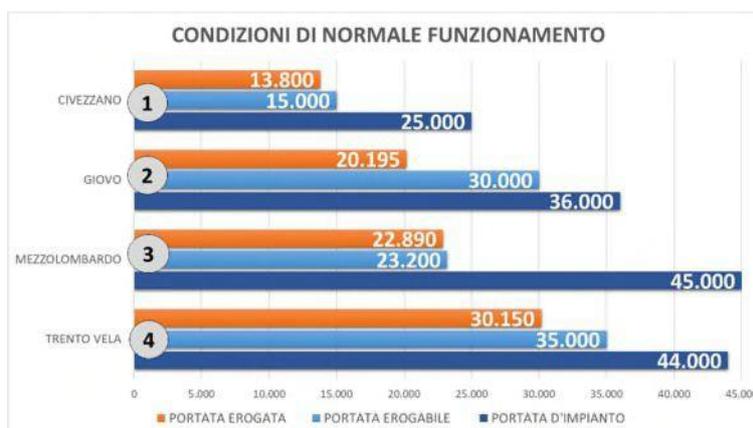
Per ogni simulazione, si determina l'equilibrio ottimale tra pressioni di taratura alle RE.MI., portate erogate e pressioni in rete per garantire le migliori performance di efficienza e sicurezza dell'infrastruttura, anche nella condizione più sfavorevole di picco dei consumi.

La somma delle portate massime erogate rispecchia la magnitudo dell'effetto dinamico e quindi i fenomeni transitori di "dumping" nelle reti di alta pressione.

Di seguito si riporta la sintesi dei risultati delle simulazioni sviluppate con software Synergi Gas.

#### SIMULAZIONE N°1: CONDIZIONI DI NORMALE FUNZIONAMENTO

RE.MI. DI INGRESSO (punti di prelievo)	P tar ottimali (bar)	Portata di picco erogata dalle RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Civezzano	9,3	13.800
RE.MI. Giovo	9,5	20.195
RE.MI. Mezzolombardo	9,5	22.890
RE.MI. Trento Vela	9,5	30.150
<b>TOTALE</b>		<b>87.035</b>



Le pressioni ottimali di taratura delle RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto rientrano nel range 9,3-9,5 bar, valori ben inferiori al limite massimo di specie (12 bar).

Tutte le RE.MI. erogano una portata inferiore alla loro portata massima erogabile contrattuale.

A Tione il valore minimo di pressione risulta essere 6,9 bar, mentre la pressione minima ad Arco è pari a 8 bar. Il punto più depresso della rete risulta essere Madonna di Campiglio con un valore minimo di pressione di 5,4 bar.

Si riportano di seguito due grafici rappresentativi: l'andamento temporale giornaliero delle portate in uscita dalle 4 RE.MI. e delle pressioni in alcuni nodi cardine lungo l'infrastruttura (Madonna di Campiglio, Tione, Arco). I grafici fanno riferimento al 2° giorno di simulazioni (dalle 24 alle 48 h), perché è nel secondo giorno che il profilo di domanda raggiunge il picco al mattino.

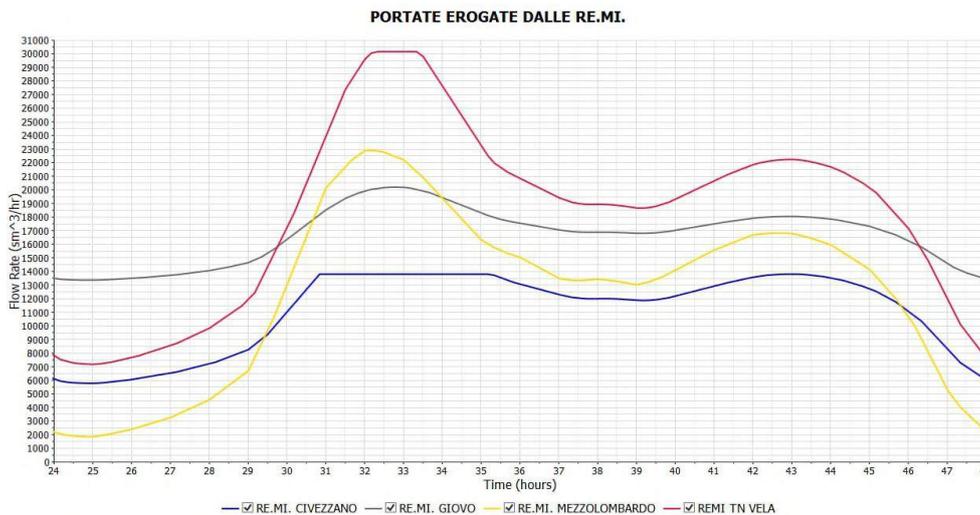


Immagine 7 – Profili orari di erogazione delle RE.MI. in condizioni di picco dei consumi

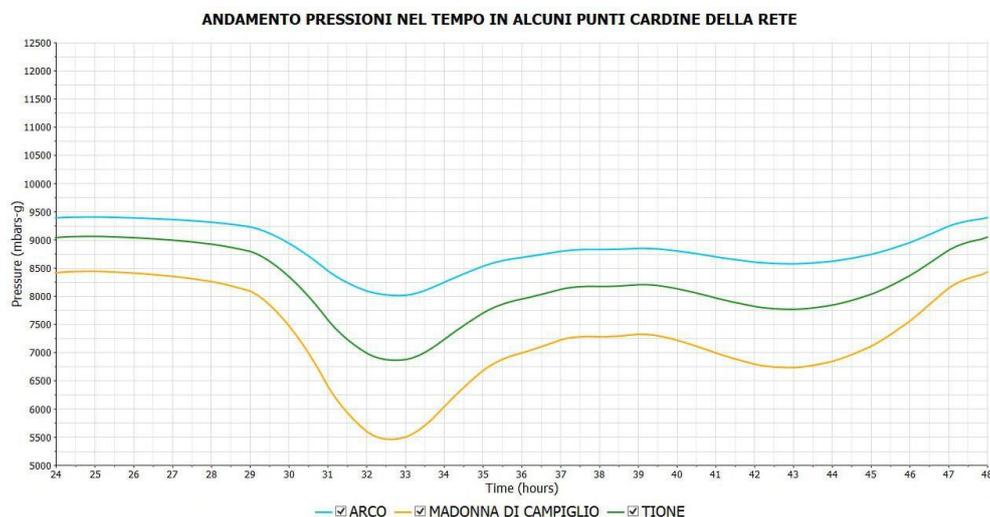


Immagine 8 – Profili orari di pressione di rete in punti cardine in condizioni di picco dei consumi

**SIMULAZIONE N°2: FUORI SERVIZIO DELLA RE.MI. DI CIVEZZANO**

RE.MI. DI INGRESSO (punti di prelievo)	P tar ottimali (bar)	Portata massima erogata dalle RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Civezzano	0,0	0
RE.MI. Giovo	9,8	23.160
RE.MI. Mezzolombardo	9,8	23.080
RE.MI. Trento Vela	9,8	33.100
<b>TOTALE</b>		<b>79.340</b>



Le pressioni ottimali di taratura delle RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto sono pari a 9,8 bar, valore ben inferiore al limite massimo di specie (12 bar).

A Tione il valore minimo di pressione risulta essere 6,3 bar, mentre la pressione minima ad Arco è pari a 7,1 bar. Il punto più depresso lungo la rete di trasporto risulta essere Madonna di Campiglio con un valore minimo di pressione di 5,4 bar.

**SIMULAZIONE N°3: FUORI SERVIZIO DELLA RE.MI. DI GIOVO**

RE.MI. DI INGRESSO (punti di prelievo)	P tar ottimali (bar)	Portata massima erogata dalle RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Civezzano	9,5	22.980
RE.MI. Giovo	0,0	0
RE.MI. Mezzolombardo	9,5	35.600
RE.MI. Trento Vela	9,5	25.480
<b>TOTALE</b>		<b>84.060</b>



Le pressioni ottimali di taratura delle RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto sono pari a 9,5 bar, valore inferiore al limite massimo di specie (12 bar).

A Tione il valore minimo di pressione risulta essere 6,8 bar, mentre la pressione ad Arco è pari a 8 bar. Il punto più depresso lungo la rete di trasporto risulta essere Madonna di Campiglio con un valore minimo di pressione di 5,2 bar.

#### SIMULAZIONE N°4: FUORI SERVIZIO DELLA RE.MI. DI MEZZOLOMBARDO

RE.MI. DI INGRESSO (punti di prelievo)	P tar ottimali (bar)	Portata massima erogata dalle RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Civezzano	10,8	24.740
RE.MI. Giovo	10,8	29.700
RE.MI. Mezzolombardo	0,0	0
RE.MI. Trento Vela	10,8	27.390
<b>TOTALE</b>		<b>81.830</b>



Le pressioni ottimali di taratura delle RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto sono pari a 10,8 bar, valori inferiori al limite massimo di specie (12 bar).

A Tione il valore minimo di pressione risulta essere 7,8 bar, mentre la pressione ad Arco è pari a 9,2 bar. Il punto più depresso della rete risulta essere Madonna di Campiglio con un valore minimo di pressione di 5,5 bar.

### SIMULAZIONE N°5: FUORI SERVIZIO DELLA RE.MI. DI TRENTO VELA

RE.MI. DI INGRESSO (punti di prelievo)	P tar ottimali (bar)	Portata massima erogata dalle RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Civezzano	10,8	24.740
RE.MI. Giovo	10,8	25.700
RE.MI. Mezzolombardo	10,8	24.740
RE.MI. Trento Vela	0,0	0
<b>TOTALE</b>		<b>74.730</b>



Le pressioni ottimali di taratura delle RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto sono pari a 10,8 bar, valori inferiori al limite massimo di specie (12 bar).

A Tione il valore minimo di pressione risulta essere 5,7 bar, mentre la pressione ad Arco è pari a 6,1 bar. Il punto più depresso della rete risulta essere Madonna di Campiglio con un valore minimo di pressione di 5,2 bar.

### 3.7 Analisi criticità e congestioni

Come illustrato nei paragrafi precedenti, non sono presenti congestioni con le reti di Trasporto e di Distribuzione attualmente in esercizio.

### 3.8 Utilizzo dell'infrastruttura per trasporto gas derivanti da fonti rinnovabili

In linea con il D. Lgs. REDII "Promozione dell'uso delle fonti rinnovabili", l'infrastruttura viene valutata in termini di capacità di trasporto di gas naturale miscelato con altre fonti energetici rinnovabili: biometano ed idrogeno.

Il Piano Energetico Ambientale Provinciale della Provincia Autonoma di Trento (PEAP) 2021-2030 fornisce inoltre uno studio preliminare sul potenziale teorico di biogas e biometano producibile sul territorio provinciale. In vicinanza dei tracciati di progetto, nello scenario più spinto, sono individuati 4 potenziali impianti di biometano per una produzione complessiva di 200 Nmc/h. La rete è in grado di recepire senza alcun problema queste potenzialità di produzione.

Per quanto concerne, invece, la fattibilità tecnica della miscelazione del gas naturale con idrogeno, si rimanda nel dettaglio al paragrafo successivo.

### 3.9 Blending con l'idrogeno

In questi ultimi anni si sta delineando sempre più marcatamente la priorità dell'idrogeno quale pilastro delle strategie ambientali ed energetiche globali.

Già la Terza Direttiva Gas (2009/73/CE) prevede all'art. 1 che altri tipi di gas possano essere immessi nel sistema di gas naturale e trasportato attraverso lo stesso, nella misura in cui ciò non ponga problemi di ordine tecnico e sicurezza; la stessa, pertanto, consente l'utilizzo dell'idrogeno miscelato al gas naturale (blending) secondo quanto stabilito dalla normativa nazionale e tecnica di riferimento.

Peraltro, la proposta di modifica della direttiva 73/2009/CE sul gas ("proposta di Direttiva"), il regolamento 715/2009/CE sul gas e il regolamento 1938/2017 sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas ("proposta di Regolamento" e, insieme alla proposta di Direttiva, "Quarto Pacchetto"), in prospettiva *de iure condendo* intendono creare un quadro normativo comune, idoneo a favorire l'integrazione e l'interconnessione dei mercati e delle reti nazionali dell'idrogeno nell'UE, anche in forma pura.

Il Piano Energetico Ambientale Provinciale della Provincia Autonoma di Trento (PEAP) 2021-2030 ha confermato questa tendenza anche a livello provinciale, delineando due possibili traiettorie di utilizzo dell'idrogeno, una più incisiva dell'altra. Per lo scenario più ottimista (LC+\_H+), in particolare, sono attese delle percentuali in volume di integrazione dell'idrogeno nella rete del gas naturale poco inferiori al 9,6% per il 2030 e del 29,8% nel 2050.

Si è quindi ritenuto necessario estendere le verifiche fluidodinamiche dell'infrastruttura in progetto, simulando le condizioni di normale funzionamento nel caso di transito di gas naturale con 2 percentuali di blending di idrogeno: 10% e 30%.

Per verificare la rete e le RE.MI. in progetto in caso di transito di gas naturale miscelato con l'idrogeno, è necessario compiere una modellazione a condizioni isoenergetiche, ovvero garantire alle utenze il medesimo fabbisogno energetico, indipendentemente dalla composizione della miscela di gas trasportato. Questo implica che la portata volumetrica, espressa in Smc/h di gas naturale (descritta nei paragrafi precedenti) aumenta in maniera proporzionale alla riduzione del potere calorifico inferiore della miscela.

Il rapporto  $\frac{PCI_{GN}}{PCI_{GN} \cdot \chi_{GN} + PCI_{H2} \cdot \chi_{H2}}$  viene chiamato EDF (*Energy Density correction factor*) e quantifica la riduzione del potere calorifico della portata volumetrica di una miscela di gas naturale e idrogeno, rispetto al caso di portata di solo gas naturale. Il PCI del gas naturale utilizzato nelle simulazioni è pari a 9,89 kWh/Sm<sup>3</sup>. Il PCI dell'idrogeno è fissato a 2,99 kWh/Sm<sup>3</sup>.

Nel caso di gas miscelato, l'EDF aumenta all'aumentare della concentrazione volumetrica dell'idrogeno presente; ne consegue che la portata di picco complessiva calcolata in termini volumetrici nel caso di transito di solo gas naturale (vedasi par. 1.2.2) raggiunge, rispettivamente, i valori di:

tipologia gas transitante	EDF	Smc/h
<b>Gas naturale</b>	1	93.517
<b>90% gas naturale +10% H2</b>	1,075	110.527
<b>70% gas naturale +30% H2</b>	1,265	118.256

Si riporta nella figura seguente l'andamento del profilo di domanda applicato ai consumi volumetrici medi, in caso di solo gas naturale oppure con il 10% e 30% di blending.

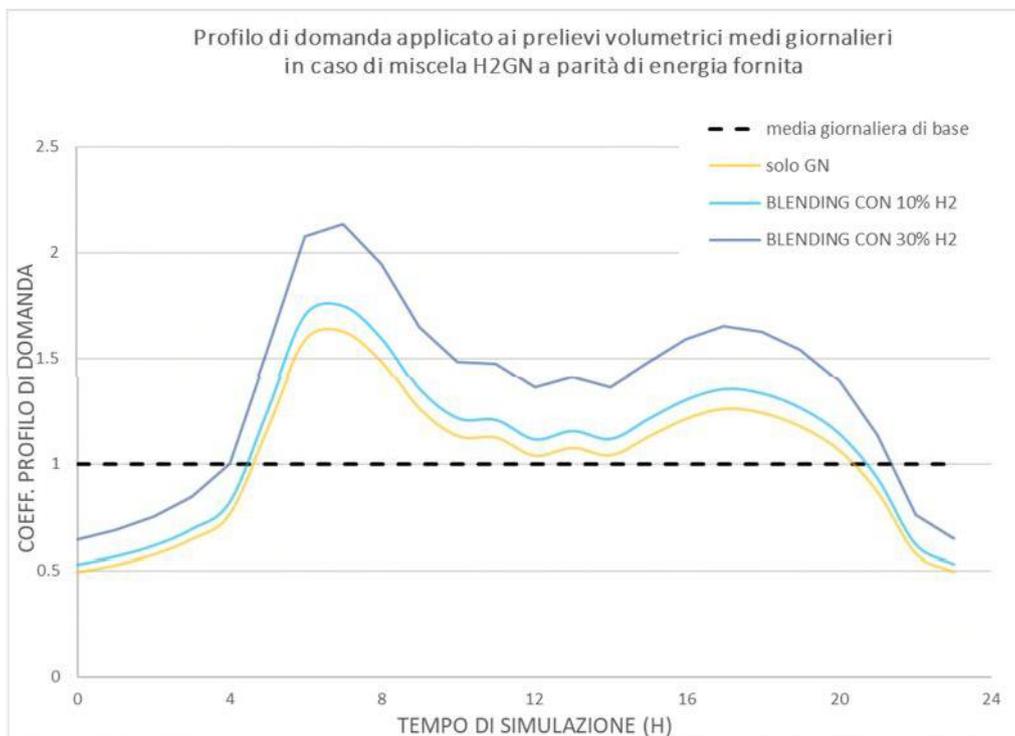


Immagine 9 - Profili di domanda applicato ai prelievi volumetrici per le simulazioni fluidodinamiche in caso di blending con l'idrogeno al 10% e 30%

### 3.9.1 Verifica dell'infrastruttura delle RE.MI. in condizioni di normale funzionamento

Di seguito vengono proposti alcuni grafici di raffronto che descrivono in maniera sintetica le maggiori variazioni di portate erogate alle RE.MI. e di pressioni ai nodi, in caso di blending rispetto alla condizione base di transito di solo gas naturale. I grafici fanno riferimento al 2° giorno di simulazioni perché è nel secondo giorno che il profilo di domanda raggiunge il picco al mattino.

Il primo grafico rappresenta l'andamento nel tempo delle portate in uscita dalle RE.MI.: si può notare come un maggior incremento di concentrazione volumetrica di idrogeno riduce la densità energetica della miscela e, conseguentemente, richiede maggior portata in uscita dalle RE.MI.

Per blending al 10% si assiste ad un aumento medio di circa +10% delle Qero; con blending al 30% l'incremento medio sale al 18%. In entrambi i casi, nel momento di massimo prelievo, le portate in uscita dalle 4 RE.MI. risultano sempre inferiori alle attuali portate d'impianto ( $Q_{imp}$ ).

Ne consegue che le RE.MI. risultano adeguatamente dimensionate anche in caso di blending nello scenario di massima penetrazione dell'idrogeno in rete (30%).

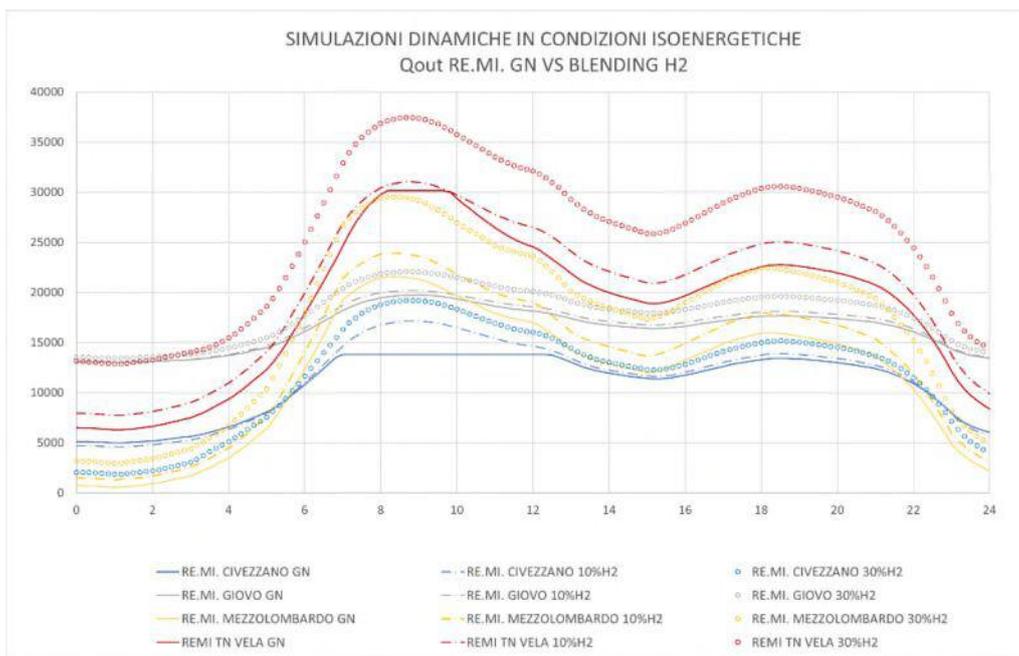
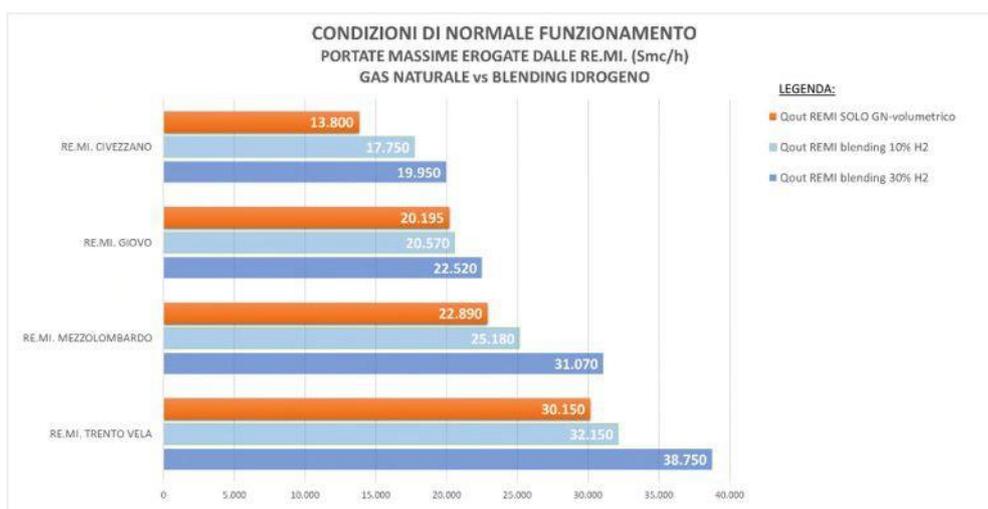


Immagine 10 - variazione delle portate di picco in uscita dalle RE.MI. in caso di blending con l'idrogeno al 10% e 30% rispetto al gas naturale (GN)



Il secondo grafico rappresenta l'andamento nel tempo delle pressioni in alcuni nodi cardine lungo l'infrastruttura (Tione, Arco, Madonna di Campiglio): come visto poc'anzi, il maggior incremento di concentrazione volumetrica di idrogeno riduce la densità energetica della miscela e porta ad avere maggiori portate transittanti, che causano maggiori perdite di carico ed una riduzione dei valori di pressione ai nodi.

Con blending al 10% nel momento di massimo prelievo, si osserva che presso il punto più depresso della rete (Madonna di Campiglio) le pressioni calano da 5,4 a 5,2 bar.

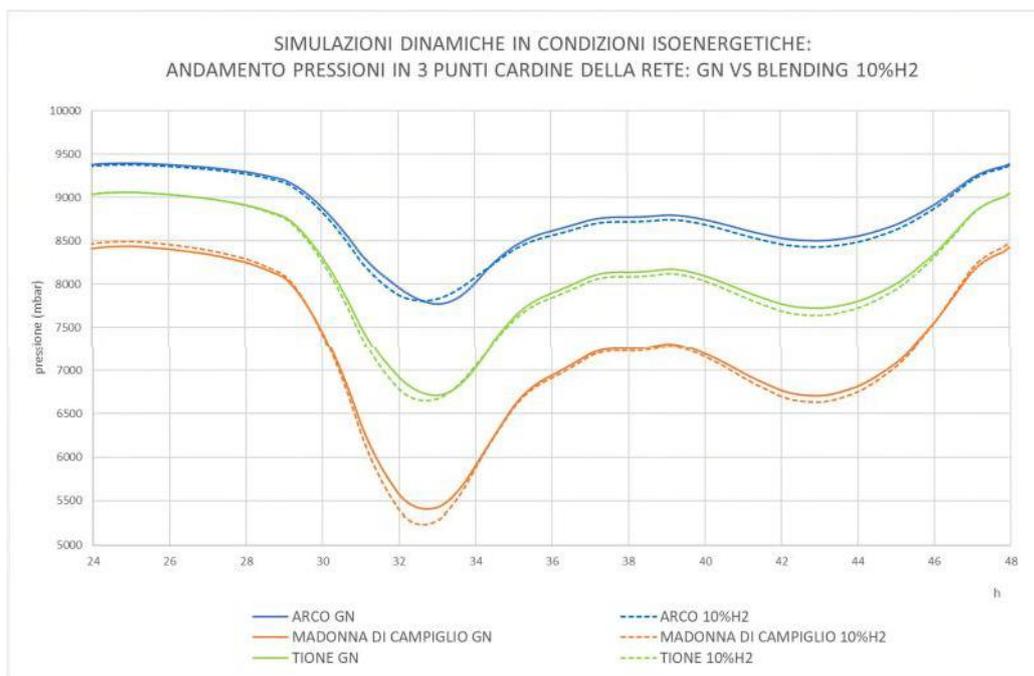


Immagine 11 – variazione dell’andamento delle pressioni in 3 punti cardine della rete con gas naturale e blending del gas naturale con 10% di idrogeno

Con blending al 30% le perdite di carico aumentano tanto che è necessario aumentare di 0,3 bar le pressioni in uscita dalla RE.MI. per garantire, presso il punto più depresso della rete (Madonna di Campiglio) valori sempre superiori al limite di specie (5 bar) anche nel momento di massimo prelievo.

La rete risulta quindi **adeguatamente dimensionata anche in caso di blending.**

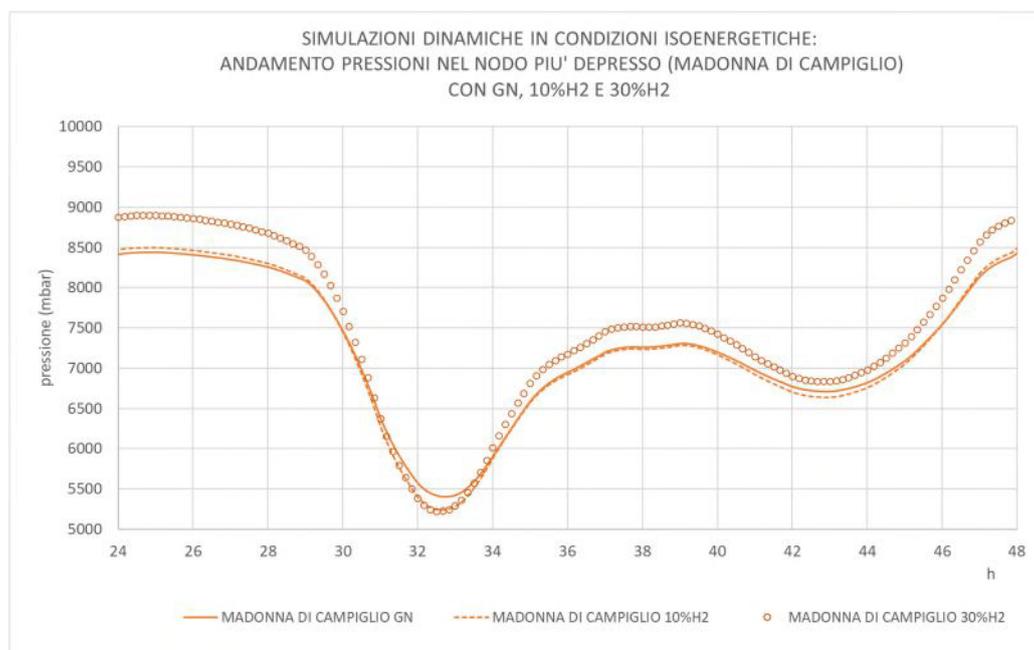


Immagine 12 - variazione dell’andamento delle pressioni nel punto più depresso della rete con gas naturale e blending del gas naturale al 10% e 30% di idrogeno

## 4 ANALISI COSTI BENEFICI

### 4.1 Criteri Utilizzati

Il progetto esposto nel presente Piano di Sviluppo comprende molteplici tratte di metanodotti fra loro collegate in ottica di continuità e di completezza infrastrutturale.

Il progetto prevede un totale di 11 tratte di rete volte a interconnettere le aree della Provincia di Trento, considerando sia quelle già metanizzate che quelle ancora non servite dalla fornitura di gas naturale.

In un'ottica di conservazione paesaggistica, territoriale e urbanistica, Gasdotti Alpini proseguirà nella costruzione dell'infrastruttura limitando il più possibile l'impatto sociale e ambientale. Fin dalla fase di progettazione delle tratte sono stati utilizzati dei criteri per la valutazione dell'ubicazione del tracciato e per la scelta della tipologia del metanodotto. Tali criteri consistono:

- Nella scelta dei sentieri più favorevoli per la messa a terra dei metanodotti. Il tracciato scelto si sviluppa tenendo conto del miglior assetto morfologico possibile: è infatti minima la presenza di pendenze e di pareti rocciose;
- Nella scelta dei percorsi meno impattanti per il ripristino finale al fine di recuperare al meglio gli assetti morfologici e vegetazionali originari;
- Nell'attraversamento di aree geologicamente stabili al fine di evitare rischi legati a frane o altri dissesti geologici;
- Nell'individuazione delle sezioni meno rischiose dal punto di vista idraulico, con l'obiettivo di cercare di limitare al minimo gli attraversamenti fluviali, meno sicuri e più costosi;
- Nel mantenimento della distanza di sicurezza dalle zone civili e dai fabbricati industriali;
- Nel garantire al personale preposto alla manutenzione ordinaria e straordinaria un facile accesso all'infrastruttura;
- Nell'evitare aree dove sono presenti sorgenti, pozzi o fontanili e utilizzare attraversamenti che offrono garanzie per la stabilità della condotta. Nel caso di impossibilità, inoltre, prevedendo le opere necessarie al ripristino e alla regimazione idraulica.
- Nell'evitare il più possibile zone di valore paesaggistico e ambientale, zone con caratteristiche boschive da proteggere o colture particolarmente pregiate;
- Nell'evitare il più possibile interferenze con opere di terzi e nell'utilizzare al minimo le attività di servitù.

## 4.2 Overview del piano

Il piano proposto da Gasdotti Alpini può intendersi come un unico progetto: in particolare si evidenzia come grazie alla realizzazione completa di esso si riuscirebbe a garantire pienamente i benefici relativi alla metanizzazione delle nuove aree e all'incremento della resilienza ed affidabilità della rete nella sua interezza. Come detto in precedenza Gasdotti Alpini, con il presente Piano, va a proporre un piano organico e ottimizzato per le esigenze del territorio trentino.

Il progetto di Gasdotti Alpini si compone di 11 tratte di rete, come illustrate nell'immagine seguente. Seguendo le indicazioni della delibera ARERA 468/2018, si esplicita che tali tratte sono state pianificate per la prima volta nell'anno di prima presentazione del presente Piano (i.e. 2021).

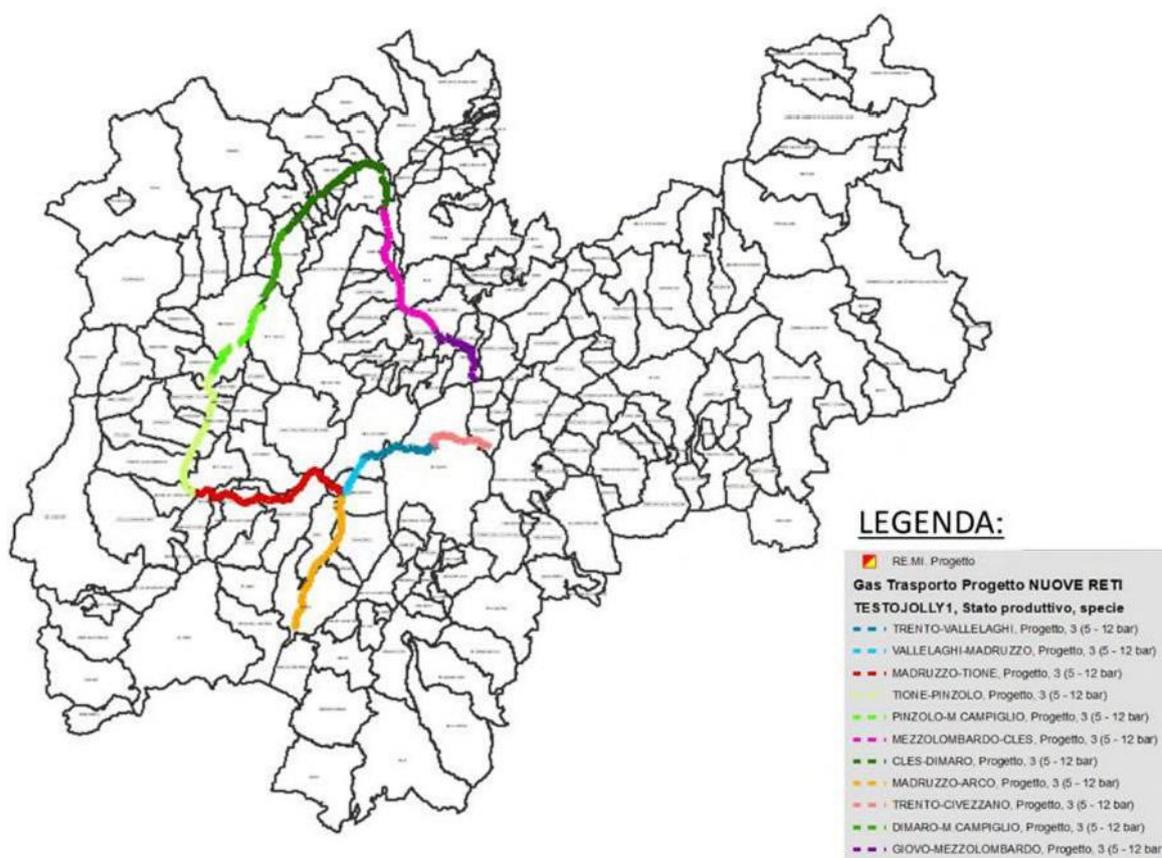


Immagine 13 - Localizzazione delle undici tratte del piano di Gasdotti Alpini

Per il progetto delle 11 tratte è stato svolto un accurato studio di fattibilità; di conseguenza, seguendo la classificazione in fasi degli interventi di realizzazione descritta nei Criteri Applicativi dell'ACB (Snam 2023), si può affermare che tutte le opere siano in una fase di progettazione più avanzata rispetto alla mera fattibilità. Gasdotti Alpini ha stimato, attraverso consultazioni ISTAT e sopralluoghi mirati, il numero delle utenze potenzialmente allacciabili presenti nell'area sottesa al Progetto. Il trasporto del gas naturale avverrà tramite l'utilizzo di metanodotti di DN300 e DN400 con una pressione della rete compresa tra i 5 e i 12 bar. Nei paragrafi successivi sono rappresentate le tratte oggetto del piano, i punti di riconsegna sottesi a ciascuna tratta e i costi associati, arrotondati per convenzione alla seconda cifra decimale.

#### 4.2.1 TR.TN.001 - NUOVA TRATTA TRENTO - VALLELAGHI

Questa tratta è propedeutica alla realizzazione delle altre tratte di rete in progetto nella porzione occidentale del Trentino che servono a metanizzare nuove aree geografiche delle Valli Giudicarie.

Questa tratta è pertanto funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

##### 4.2.1.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Trento – Vallelaghi prevede un investimento complessivo di 7.945.962,20 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	6.393.598,25 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.900,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	6.421.498,25 €
A.2	ONERI SICUREZZA	256.859,93€
<b>A.</b>	<b>TOTALE LAVORI IN APPALTO</b>	<b>6.678.358,18 €</b>
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	14.400,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	32.107,49 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	38.528,99 €
B.7	COSAP/TOSAP	47.129,96 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	7.681,93 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	167.745,79 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	127.644,76 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	24.008,05 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	60.020,13 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	15.176,75 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	394.595,48 €
<b>B.</b>	<b>TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE</b>	<b>545.243,85 €</b>
<b>C.</b>	<b>CONTINGENCY</b>	<b>722.360,20 €</b>
<b>A. + B. + C.</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>7.945.962,20 €</b>

Tabella 5 - costi tratta Trento - Vallelaghi

##### 4.2.1.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Trento - Vallelaghi e le date chiave dell'intervento.

Attività	2026		2027		2028	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva						
Invio e ottenimento autorizzazioni						
Appalto						
Esecuzione lavori						
Chiusura tecnico contabile						

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	settembre-26	novembre-26
Invio autorizzazioni	90	novembre-26	gennaio-27
Appalto	30	gennaio-27	marzo-27
Esecuzione lavori	519	marzo-27	agosto-28
Chiusura tecnico contabile	30	agosto-28	agosto-28

#### 4.2.2 TR.TN.002 - NUOVA TRATTA VALLELAGHI - MADRUZZO

Questa tratta costituisce il proseguo della tratta TR.TN.001 “Trento-Vallelaghi” ed è propedeutica alla metanizzazione delle nuove aree geografiche delle Valli Giudicarie.

Questa tratta è pertanto funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

##### 4.2.2.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Vallelaghi – Madruzzo prevede un investimento complessivo di 3.805.875,52 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	3.006.177,19 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.900,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	3.034.077,19 €
A.2	ONERI SICUREZZA	121.363,09 €
<b>A.</b>	<b>TOTALE LAVORI IN APPALTO</b>	<b>3 155 440,28 €</b>
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	7.800,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	12.116,44 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	14.539,73 €
B.7	COSAP/TOSAP	16.327,89 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	3.307,79 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	600,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	103.047,42 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	72.924,20 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	13.639,57 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	34.098,93 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	8.948,40 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	232.658,52 €
<b>B.</b>	<b>TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE</b>	<b>304.446,54 €</b>
<b>C.</b>	<b>CONTINGENCY</b>	<b>345.988,70 €</b>
<b>A. + B. + C.</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>3.805.875,52 €</b>

Tabella 6 - costi tratta Vallelaghi - Madruzzo

#### 4.2.2.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Vallelaghi - Madruzzo e le date chiave dell'intervento.

Attività	2026		2027		2028	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva						
Invio e ottenimento autorizzazioni						
Appalto						
Esecuzione lavori						
Chiusura tecnico contabile						

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	novembre-26	gennaio-27
Invio autorizzazioni	90	gennaio-27	aprile-27
Appalto	30	aprile-27	maggio-27
Esecuzione lavori	499	maggio-27	settembre-28
Chiusura tecnico contabile	30	settembre-28	ottobre-28

#### 4.2.3 TR.TN.003 - NUOVA TRATTA MADRUZZO - TIONE

La tratta di rete di 3ª specie in progetto che si estende da Madruzzo a Tione sottende 5 comuni di nuova metanizzazione appartenenti alla Comunità di Valle "Valli Giudicarie": Stenico, San Lorenzo Dorsino, Bleggio Superiore, Fiavè e Comano Terme.

Di seguito le caratteristiche geografiche e demografiche più rilevanti dell'area in esame, suddivise per Comune.

Elenco nuovi località da metanizzare sulla tratta in progetto Madruzzo-Tione	Superficie territoriale comunale (km²)	Altitudine (m s.l.m.)	Fascia climatica	Gradi Giorno
San Lorenzo Dorsino	73,92	758	F	3.381
Stenico	49,79	666	F	3.411
Bleggio Superiore	32,66	628	F	3.349
Comano Terme	67,70	400	F	3.180
Fiavè	24,27	669	F	3.434

Tabella 7 - dati geografici generali dei Comune della tratta Madruzzo-Tione.

Elenco nuovi località da metanizzare sulla tratta in progetto Madruzzo-Tione	Popolazione residente	Famiglie residenti
San Lorenzo Dorsino	1.614	702
Stenico	1.137	515
Bleggio Superiore	1.603	587
Comano Terme	2.916	1195
Fiavè	1.094	482

Tabella 8 - dati demografici dei Comune della tratta Madruzzo-Tione (fonte ISTAT 2011)

Nella tabella seguente si riporta per ogni Comune il numero di utenze potenziali, suddivise per tipologia, nonché la portata di picco oraria e la stima del consumo annuo corrispondente. I valori sono stati ottenuti dall'analisi dei dati ISTAT 2011, nonché tramite censimento delle utenze energivore.

Lo stabilimento termale "Terme di Comano" ( $P_{max}=1.600kW$ ) ed il "Gran Hotel Terme di Comano" ( $P_{max}=3.000kW$  con un consumo annuo fornito in 1,1 GWh/anno) ricadono nel Comune di Stenico, ma sono posizionate in adiacenza all'abitato di Ponte Arche di Comano Terme. Vista la configurazione dei centri abitati di Stenico e Comano Terme, è naturale ipotizzare che l'allacciamento di queste due strutture energivore venga realizzato a partire dalla rete di distribuzione di Ponte Arche; pertanto, sono state conteggiate come appartenenti al comune di Comano Terme.

Tre le utenze energivore esaminate sono compresi l'impianto industriale Tessilquattro Spa a Comano Terme con una portata di picco di 2.000 Smc/h, e l'impianto industriale Erika Eis Srl di Fivè con una portata di picco di 400 Smc/h.

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/anno)
<b>STENICO</b>	<b>1.105</b>	<b>981</b>	<b>2.141.229</b>
domestico	1.081	790	1.758.651
albergo	7	56	190.511
terziario	13	64	134.910
industriale	4	71	5.7157
<b>SAN LORENZO DORSINO</b>	<b>1.553</b>	<b>1.489</b>	<b>3.303.695</b>
domestico	1.499	1.096	2.438.684
albergo	16	135	435.455
terziario	29	192	300.952
industriale	9	66	128.604
<b>BLEGGIO SUPERIORE</b>	<b>1.233</b>	<b>1.034</b>	<b>2.448.183</b>
domestico	1.197	839	1.947.368
albergo	5	21	136.080
terziario	20	97	207.553
industriale	11	77	157.182
<b>COMANO TERME</b>	<b>2.094</b>	<b>4.802</b>	<b>4.744.747</b>
domestico	1.998	1.401	3.250.494
albergo	24	548	653.182
terziario	48	664	498.128
industriale	24	2.189	342.943
<b>FIAVÈ</b>	<b>780</b>	<b>1.086</b>	<b>1.764.973</b>
domestico	746	523	1.213.648
albergo	9	48	244.943
terziario	13	72	134.910
industriale	12	443	171.472
<b>Totale complessivo</b>	<b>6.765</b>	<b>9.392</b>	<b>14.402.827</b>

Tabella 9 - utenze potenziali e relativi fabbisogni dei Comuni della tratta Madruzzo - Tione

#### 4.2.3.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

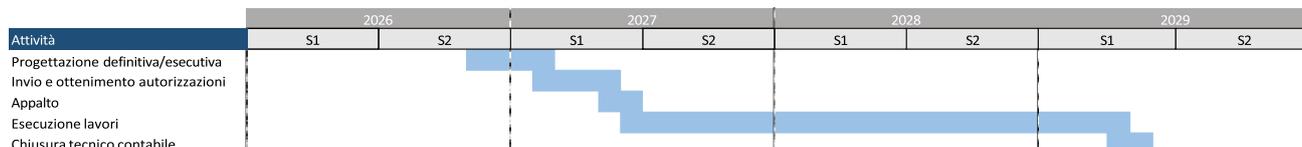
La tratta Madruzzo – Tione prevede un investimento complessivo di 14.778.822,96 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	12.602.342,76 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	55.800,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	12.658.142,76 €
A.2	ONERI SICUREZZA	506.325,71 €
<b>A.</b>	<b>TOTALE LAVORI IN APPALTO</b>	<b>13.164.468,47 €</b>
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	31.200,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	63.290,71 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	75.948,86 €
B.7	COSAP/TOSAP	74.087,54 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	15.497,98 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	- €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	- €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	- €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	- €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	- €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	-3 €
<b>B.</b>	<b>TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE</b>	<b>270.825,09 €</b>
<b>C.</b>	<b>CONTINGENCY</b>	<b>1.343.529,40 €</b>
<b>A. + B. + C.</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>14.778.822,96 €</b>

Tabella 10 - Costi tratta Madruzzo - Tione

#### 4.2.3.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Madruzzo - Tione e le date chiave dell'intervento.



Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/eseccutiva	90	novembre-26	febbraio-27
Invio autorizzazioni	90	febbraio-27	maggio-27
Appalto	30	maggio-27	giugno-27
Esecuzione lavori	685	giugno-27	aprile-29
Chiusura tecnico contabile	30	aprile-29	maggio-29

#### 4.2.4 TR.TN.004 - NUOVA TRATTA TIONE-PINZOLO

La tratta di rete di 3<sup>a</sup> specie in progetto che si estende da Tione a Pinzolo sottende 10 comuni della Val Rendena, appartenenti alla Comunità di Valle “Valli Giudicarie”.

Di seguito le caratteristiche geografiche e demografiche più rilevanti dell’area in esame, suddivise per Comune.

Elenco nuovi località da metanizzare sulla tratta in progetto Tione-Pinzolo	Superficie territoriale comunale (km <sup>2</sup> )	Altitudine (m s.l.m.)	Fascia climatica	Gradi Giorno
Bocenago	8,46	750	F	3.561
Caderzone Terme	18,65	723	F	3.519
Carisolo	24,75	808	F	3.651
Giustino	40,22	770	F	3.592
Massimeno	21,36	861	F	3.734
Pelugo	22,87	652	F	3.408
Pinzolo	69,3	770	F	3.592
Porte di Rendena	40,71	608	F	3.337
Spiazzo	70,72	650	F	3.405
Strembo	38,22	714	F	3.505

Tabella 11 - dati geografici generali dei Comuni della tratta Tione-Pinzolo

Elenco nuovi località da metanizzare sulla tratta in progetto Tione-Pinzolo	Popolazione residente	Famiglie residenti
Bocenago	405	185
Caderzone Terme	669	314
Carisolo	987	430
Giustino	736	316
Massimeno	123	54
Pelugo	377	183
Pinzolo	3.108	1.309
Porte di Rendena	1.756	757
Spiazzo	1.303	541
Strembo	532	255

Tabella 12 - dati demografici dei Comuni della tratta Pinzolo - Tione (fonte ISTAT 2011)

Nella tabella seguente si riporta per ogni Comune il numero di utenze potenziali, suddivise per tipologia, nonché la portata di picco oraria e la stima del consumo annuo corrispondente. I valori sono stati ottenuti dall’analisi dei dati ISTAT 2011 nonché tramite censimento delle utenze energivore.

I Comuni di Pinzolo, Carisolo e Giustino hanno una forte connotazione turistica e sono caratterizzati dalla presenza di numerose case con miniappartamenti utilizzati per affitti stagionali o edifici con abitazioni multiproprietà per uso non residenziale. Ogni unità abitativa è stata classificata e conteggiata come utenza “domestica”, per avere la miglior corrispondenza sia con la categoria d’uso del gas naturale sia col numero

totale di interni in edifici ad uso residenziale riportato nel censimento ISTAT. La portata di picco assunta per queste utenze è inferiore alla portata di picco della tipica utenza domestica-residenziale, per tener conto delle dimensioni dell'immobile più contenute e della contemporaneità della richiesta di fornitura.

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
<b>BOCENAGO</b>	<b>601</b>	<b>590</b>	<b>1.102.847</b>
domestico	591	520	961.482
albergo	2	24	54.432
terziario	7	35	72.644
industriale	1	11	14.289
<b>CADERZONE</b>	<b>721</b>	<b>661</b>	<b>1.510.014</b>
domestico	693	506	1.127.424
albergo	5	36	136.080
terziario	21	113	217.931
industriale	2	6	28.579
<b>CARISOLO</b>	<b>1.705</b>	<b>1.784</b>	<b>3.328.102</b>
domestico	1.663	1.318	2.705.491
albergo	9	88	244.943
terziario	24	96	249.064
industriale	9	282	128.604
<b>GIUSTINO</b>	<b>1.235</b>	<b>1.217</b>	<b>2.476.756</b>
domestico	1.206	921	1.962.010
albergo	12	184	326.591
terziario	14	77	145.287
industriale	3	35	42.868
<b>MASSIMENO</b>	<b>256</b>	<b>242</b>	<b>460.233</b>
domestico	251	220	408.345
terziario	5	22	51.888
<b>PELUGO</b>	<b>353</b>	<b>337</b>	<b>69.4279</b>
domestico	343	256	558.018
albergo	1	33	27.216
terziario	5	19	51.888
industriale	4	29	57.157
<b>PINZOLO</b>	<b>2.897</b>	<b>3.469</b>	<b>6.051.582</b>
domestico	2.804	2.299	4.561.754
albergo	30	648	816.477
terziario	58	471	601.904
industriale	5	51	71.447
<b>PORTE DI RENDENA</b>	<b>1.584</b>	<b>1.530</b>	<b>3.184.154</b>
domestico	1.533	1.110	2.493.998
albergo	7	55	190.511
terziario	33	178	342.463
industriale	11	187	157.182

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
<b>SPIAZZO</b>	<b>1.239</b>	<b>1.266</b>	<b>2.489.699</b>
domestico	1.197	875	1.947.368
albergo	4	52	108.864
terziario	28	255	290.574
industriale	10	84	142.893
<b>STREMBO</b>	<b>733</b>	<b>745</b>	<b>1.496.325</b>
domestico	710	623	1.155.080
albergo	4	18	108.864
terziario	10	51	103.777
industriale	9	53	128.604
<b>Totale complessivo</b>	<b>11.324</b>	<b>11.841</b>	<b>22.793.991</b>

Tabella 13 - utenze potenziali e relativi fabbisogni dei Comuni della tratta Tione - Pinzolo

#### 4.2.4.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Tione – Pinzolo prevede un investimento complessivo di 8.633.915,29 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	6.930.027,19 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	55.800,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	6.985.827,19 €
A.2	ONERI SICUREZZA	279.433,09 €
<b>A.</b>	<b>TOTALE LAVORI IN APPALTO</b>	<b>7.265.260,28 €</b>
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	21.000,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	34.929,14 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	41.914,96 €
B.7	COSAP/TOSAP	48.313,04 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	8.820,32 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	176.730,15 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	135.761,79 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	25.545,20 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	63.863,01 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	16.076,01 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	417.976,16 €
<b>B.</b>	<b>TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE</b>	<b>583.753,62 €</b>
<b>C.</b>	<b>CONTINGENCY</b>	<b>784.901,39 €</b>
<b>A. + B. + C.</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>8.633.915,29 €</b>

Tabella 14 - Costi tratta Tione - Pinzolo

#### 4.2.4.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Tione - Pinzolo e le date chiave dell'intervento.

Attività	2024		2025		2026		2027	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva								
Invio e ottenimento autorizzazioni								
Appalto								
Esecuzione lavori								
Chiusura tecnico contabile								

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	90	luglio-24	ottobre-24
Invio autorizzazioni	120	ottobre-24	febbraio-25
Appalto	30	febbraio-25	marzo-25
Esecuzione lavori	780	marzo-25	aprile-27
Chiusura tecnico contabile	30	aprile-27	maggio-27

#### 4.2.5 TR.TN.005 - NUOVA TRATTA PINZOLO-M. DI CAMPIGLIO

La tratta di rete di 3<sup>a</sup> specie in progetto che si estende da Pinzolo a Madonna di Campiglio sottende 3 importanti località turistiche: S. Antonio da Mavignola (frazione del Comune di Pinzolo), Madonna di Campiglio, che ricade in parte sul Comune di Pinzolo ed in parte sul Comune di Tre Ville (ex Ragoli) e Campo Carlo Magno nel Comune di Pinzolo.

Di seguito le caratteristiche geografiche e demografiche più rilevanti dell'area in esame, suddivise per località.

Elenco nuove località da metanizzare sulla tratta in progetto Pinzolo-M. di Campiglio	Superficie territoriale comunale (km <sup>2</sup> )	Altitudine (m s.l.m.)	Fascia climatica	Gradi Giorno
Campo Carlo Magno	0,23	1.681	F	3.592
Madonna di Campiglio	0,91	1.522	F	3.592
S. Antonio di Mavignola	0,34	1.123	F	3.592

Tabella 15 - dati geografici generali delle località turistiche della tratta Pinzolo-M. di Campiglio

Elenco nuove località da metanizzare sulla tratta in progetto Pinzolo-M. di Campiglio	Popolazione residente	Famiglie residenti
Campo Carlo Magno	150	74
Madonna di Campiglio	784	340
S. Antonio di Mavignola	360	156

Tabella 16 - dati demografici delle località turistiche della tratta Pinzolo-M. di Campiglio (fonte ISTAT 2011)

Nella tabella seguente si riporta per ogni Comune il numero di utenze potenziali, suddivise per tipologia, nonché la portata di picco oraria e la stima del consumo annuo corrispondente. I valori sono stati ottenuti dall'analisi dei dati ISTAT 2011, nonché tramite censimento delle utenze energivore.

Queste località hanno una forte connotazione turistica e sono caratterizzati dalla presenza di Residence con all'interno miniappartamenti utilizzati per affitti stagionali e edifici con abitazioni multiproprietà per uso non residenziale. Ogni unità abitativa è stata classificata e conteggiata come utenza "domestica", per avere la miglior corrispondenza sia con la categoria d'uso del gas naturale sia col numero totale di interni in edifici ad

uso residenziale riportato nel censimento ISTAT. La portata di picco assunta per queste utenze è inferiore alla portata di picco della tipica utenza domestica-residenziale, per tener conto delle dimensioni dell'immobile più contenute e della contemporaneità della richiesta di fornitura.

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
<b>CAMPO CARLO MAGNO</b>	<b>541</b>	<b>454</b>	<b>1.154.857</b>
domestico	525	210	854.109
albergo	8	226	217.727
terziario	8	18	83.021
<b>MADONNA DI CAMPIGLIO</b>	<b>2.860</b>	<b>3.003</b>	<b>8.076.101</b>
domestico	2.667	1.067	4.338.873
albergo	103	1.674	2.803.239
terziario	90	262	933.989
<b>S. ANTONIO DI MAVIGNOLA</b>	<b>823</b>	<b>476</b>	<b>1.663.886</b>
domestico	806	322	1.311.260
albergo	10	117	272.159
terziario	5	25	51.888
industriale	2	12	28.579
<b>Totale complessivo</b>	<b>4.224</b>	<b>3.933</b>	<b>10.894.845</b>

Tabella 17 - utenze potenziali e relativi fabbisogni delle località turistiche della tratta Pinzolo-M. di Campiglio

#### 4.2.5.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Pinzolo – Campiglio prevede un investimento complessivo di 6.029.974,20 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

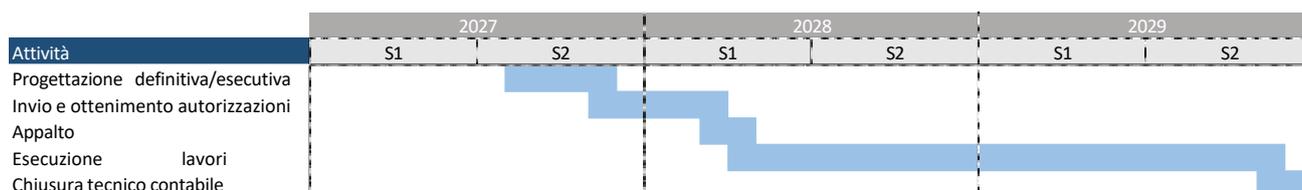
Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	4.815.337,72 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.900,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	4.843.237,72 €
A.2	ONERI SICUREZZA	193.729,51 €
<b>A.</b>	<b>TOTALE LAVORI IN APPALTO</b>	<b>5.036.967,23 €</b>
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	14.400,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	24.216,19 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	29.059,43 €
B.7	COSAP/TOSAP	34.650,00 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	6.626,49 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	140.682,26 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	103.721,70 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	19.476,72 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	48.691,81 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	12.502,90 €

B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	325.075,39 €
<b>B.</b>	<b>TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE</b>	<b>444.827,50 €</b>
<b>C.</b>	<b>CONTINGENCY</b>	<b>548.179,47 €</b>
<b>A. + B. + C.</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>6.029.974,20 €</b>

Tabella 18 - Costi tratta Pinzolo - Campiglio

#### 4.2.5.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Pinzolo – M. Di Campiglio e le date chiave dell'intervento.



Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	90	agosto-27	novembre-27
Invio autorizzazioni	120	novembre-27	marzo-28
Appalto	30	marzo-28	aprile-28
Esecuzione lavori	606	aprile-28	novembre-29
Chiusura tecnico contabile	30	novembre-29	dicembre-29

#### 4.2.6 TR.TN.006 - NUOVA TRATTA MEZZOLOMBARDO – CLES

Questa tratta è fondamentale per lo sviluppo dell'intera infrastruttura del trasporto perché è propedeutica alla realizzazione di altre tratte di rete in progetto nella porzione Nord occidentale del Trentino che servono a metanizzare nuove aree geografiche in Alta Val di Non e Val di Sole.

Questa tratta è pertanto funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

##### 4.2.6.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Mezzolombardo – Cles prevede un investimento complessivo di 10.861.763,06 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

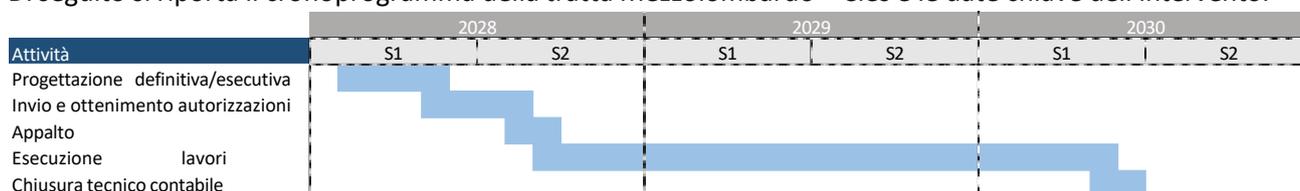
Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	8.736.126,92 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	55.800,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	8.791.926,92 €
A.2	ONERI SICUREZZA	351.677,08 €
<b>A.</b>	<b>TOTALE LAVORI IN APPALTO</b>	<b>9.143.604,00 €</b>
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	25.200,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	43.959,63 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	52.751,56 €
B.7	COSAP/TOSAP	91.164,80 €

B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	11.644,92 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	<i>SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA</i>	206.805,35 €
B.11.2	<i>SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI</i>	162.340,03 €
B.11.3	<i>SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP</i>	30.575,26 €
B.11.4	<i>SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE</i>	76.438,15 €
B.11.5	<i>CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%</i>	19.046,35 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	495.205,14 €
<b>B.</b>	<b>TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE</b>	<b>730.726,05 €</b>
<b>C.</b>	<b>CONTINGENCY</b>	<b>987.433,01 €</b>
<b>A. + B. + C.</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>10.861.763,06 €</b>

Tabella 19 - Costi tratta Mezzolombardo – Cles

#### 4.2.6.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Mezzolombardo – Cles e le date chiave dell'intervento.



Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/eseccutiva	90	febbraio-28	maggio-28
Invio autorizzazioni	90	maggio-28	agosto-28
Appalto	30	agosto-28	settembre-28
Esecuzione lavori	612	settembre-28	maggio-30
Chiusura tecnico contabile	30	maggio-30	giugno-30

#### 4.2.7 TR.TN.007 - NUOVA TRATTA CLES – DIMARO

La tratta di rete di 3ª specie in progetto che si estende da Cles a Dimaro sottende 5 comuni della Comunità di Valle “Val di Non” (Novella, Cis, Livo, Bresimo, Rumo) e 14 Comuni della Val di Sole: Caldes, Cavizzana, Terzolas, Rabbi, Malè, Croviana, Monclassico, Dimaro Folgarida (fraz. Dimaro), Commezzadura, Mezzana, Pellizzano, Ossana, Peio e Vermiglio.

Di seguito le caratteristiche geografiche e demografiche più rilevanti dell'area in esame, suddivise per Comune.

Elenco nuove località da metanizzare sulla tratta in progetto Cles-Dimaro	Superficie territoriale comunale (km <sup>2</sup> )	Altitudine (m s.l.m.)	Fascia climatica	Gradi Giorno
Bresimo	40,98	1.036	F	4.007
Caldes	20,89	697	F	3.326
Cavizzana	3,35	710	F	3.498
Cis	5,51	732	F	3.381

Elenco nuove località da metanizzare sulla tratta in progetto Cles-Dimaro	Superficie territoriale comunale (km <sup>2</sup> )	Altitudine (m s.l.m.)	Fascia climatica	Gradi Giorno
Commezzadura	22,5	850	F	3.717
Croviana	5,08	721	F	3.516
Dimaro Folgarida (fraz. Dimaro)	28,23	766	F	3.586
Livo	15,24	741	F	3.547
Malè	26,18	738	F	3.542
Mezzana	27,3	941	F	3.859
Monclassico	8,74	770	F	3.592
Novella	46,59	724	F	3.516
Ossana	25,21	1.003	F	3.955
Peio	160,5	1.173	F	4.221
Pellizzano	48,36	937	F	3.834
Rabbi	132,16	1.095	F	4.099
Rumo	30,84	944	F	3.863
Terzolas	5,37	755	F	3.569
Vermiglio	103,89	1.261	F	4.358

Tabella 20 - dati geografici generali dei Comuni della tratta Cles – Dimaro

Elenco nuovi comuni da metanizzare sulla tratta in progetto Cles-Dimaro	Popolazione residente	Famiglie residenti
Bresimo	252	111
Caldes	1.087	460
Cavizzana	257	103
Cis	307	139
Commezzadura	1.002	417
Croviana	698	272
Dimaro Folgarida (fraz. Dimaro)	2.123	951
Livo	887	383
Malè	2.122	977
Mezzana	876	381
Monclassico	882	396
Novella	3.667	1.470
Ossana	848	378
Peio	1.886	844
Pellizzano	811	359
Rabbi	1.390	629
Rumo	819	362
Terzolas	612	278
Vermiglio	1.866	796

Tabella 21 - dati demografici dei Comuni della tratta Cles – Dimaro (fonte ISTAT 2011)

Nella tabella seguente si riporta il numero di utenze potenziali, suddivise per tipologia, nonché la portata di picco oraria e la stima del consumo annuo corrispondente. I valori sono stati ottenuti dall'analisi dei dati ISTAT 2011, , nonché tramite censimento delle utenze energivore.

I dati riferiti al Comune di Peio escludono le utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento, alimentata a biomassa, già presente nelle frazioni di Peio Fonti e Peio Cogolo. La parte di Cogolo servita dalla rete di teleriscaldamento copre la zona centrale (via Roma, piazza Municipio, Via delle Roge e piazza Migazzi) alla quale sono allacciate la quasi totalità delle strutture pubbliche esistenti, alcune utenze industriali importanti tra cui Idropejo Srl, nonché numerosi alberghi. Peio Fonti è servita quasi completamente con il teleriscaldamento, a meno degli alberghi più periferici in Via dei Cavai.

Anche il Comune di Pellizzano dispone di una rete di teleriscaldamento autonoma alimentata a biomassa, che interessa la porzione a Nord del Torrente Noce. Le utenze ed i consumi stimati riguardano quindi la parte ad oggi non servita dal teleriscaldamento.

Alcuni comuni della Val di Sole hanno una marcata connotazione turistica e sono caratterizzati dalla presenza di case con miniappartamenti utilizzati per affitti stagionali ed edifici con abitazioni multiproprietà per uso non residenziale. Ogni unità abitativa è stata classificata e conteggiata come utenza "domestica", per avere la miglior corrispondenza sia con la categoria d'uso del gas naturale sia col numero totale di interni in edifici ad uso residenziale riportato nel censimento ISTAT. La portata di picco assunta per queste utenze è inferiore alla portata di picco della tipica utenza domestica-residenziale, per tener conto delle dimensioni dell'immobile più contenute e della contemporaneità della richiesta di fornitura.

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
<b>BRESIMO</b>	<b>372</b>	<b>312</b>	<b>692.042</b>
domestico	364	266	592.182
albergo	1	20	27.216
terziario	7	26	72.644
<b>CALDES</b>	<b>940</b>	<b>943</b>	<b>2.234.492</b>
domestico	888	647	1.444.664
albergo	13	60	353.807
terziario	31	201	321.707
industriale	8	35	114.314
<b>CAVIZZANA</b>	<b>155</b>	<b>153</b>	<b>355.585</b>
domestico	146	107	237.524
albergo	1	6	27.216
terziario	6	33	62.266
industriale	2	7	28.579
<b>CIS</b>	<b>213</b>	<b>182</b>	<b>429.192</b>
domestico	204	149	331.882
terziario	8	27	8.3021
industriale	1	6	14.289
<b>COMMEZZADURA</b>	<b>898</b>	<b>1.052</b>	<b>2.619.343</b>
domestico	825	647	1.342.171
albergo	29	288	789.262
terziario	36	94	373.596
industriale	8	23	114.314
<b>CROVIANA</b>	<b>409</b>	<b>424</b>	<b>1.102.861</b>
domestico	371	271	603.570

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
albergo	6	59	163.295
terziario	31	93	321.707
industriale	1	1	14.289
<b>DIMARO-FOLGARIDA</b>	<b>1.435</b>	<b>1.558</b>	<b>5.775.372</b>
domestico	1.268	927	2.062.876
albergo	115	481	3.129.830
terziario	41	132	425.484
industriale	11	18	157.182
<b>LIVO</b>	<b>526</b>	<b>504</b>	<b>1.111.829</b>
domestico	500	366	813.437
albergo	1	16	27.216
terziario	22	108	228.308
industriale	3	14	42.868
<b>MALÈ</b>	<b>1.462</b>	<b>1.958</b>	<b>3.992.476</b>
domestico	1.310	1.000	2.131.205
albergo	15	210	408.239
terziario	129	716	1.338.718
industriale	8	32	114.314
<b>MEZZANA</b>	<b>696</b>	<b>991</b>	<b>2.172.976</b>
domestico	628	472	1.021.677
albergo	26	323	707.614
terziario	40	177	415.106
industriale	2	19	28.579
<b>MONCLASSICO</b>	<b>962</b>	<b>1.019</b>	<b>2.161.897</b>
domestico	915	669	1.488.590
albergo	8	71	217.727
terziario	26	247	269.819
industriale	13	32	185.761
<b>NOVELLA</b>	<b>2.114</b>	<b>1.993</b>	<b>4.594.245</b>
domestico	2.014	1.472	3.276.524
albergo	15	114	408.239
terziario	78	339	809.457
industriale	7	68	100.025
<b>OSSANA</b>	<b>1.145</b>	<b>1.368</b>	<b>2.938.911</b>
domestico	1.078	815	1.753.770
albergo	27	198	734.830
terziario	31	242	321.707
industriale	9	113	128.604
<b>PEIO</b>	<b>1.750</b>	<b>1.577</b>	<b>3.450.892</b>
domestico	1.718	1.342	2.794.969
albergo	19	182	517.102
terziario	12	32	124.532
industriale	1	21	14.289
<b>PELLIZZANO</b>	<b>441</b>	<b>414</b>	<b>1.080.263</b>
domestico	413	302	671.899
albergo	7	56	190.511
terziario	18	42	186795

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
industriale	3	14	31.058
<b>RABBI</b>	<b>1.359</b>	<b>1.342</b>	<b>2.893.678</b>
domestico	1.314	1.026	2.137.712
albergo	16	101	435.455
terziario	24	190	249.064
industriale	5	25	71.447
<b>RUMO</b>	<b>843</b>	<b>777</b>	<b>1.771.804</b>
domestico	810	592	1.317.768
albergo	5	76	136.080
terziario	21	93	217.931
industriale	7	16	100.025
<b>TERZOLAS</b>	<b>823</b>	<b>790</b>	<b>1.776.990</b>
domestico	786	578	1.278.723
albergo	4	56	108.864
terziario	21	98	217.931
industriale	12	58	171.472
<b>VERMIGLIO</b>	<b>1.303</b>	<b>1.228</b>	<b>2.719.708</b>
domestico	1.254	979	2.040.100
albergo	9	59	244.943
terziario	35	171	363.218
industriale	5	19	71.447
<b>Totale complessivo</b>	<b>17.846</b>	<b>18.585</b>	<b>43.874.556</b>

Tabella 22 - utenze potenziali e relativi fabbisogni dei Comune della tratta Cles-Dimaro

#### 4.2.7.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Cles – Dimaro prevede un investimento complessivo di 10.540.859,65 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	8.529.340,05 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	55.800,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	8.585.140,05 €
A.2	ONERI SICUREZZA	343.405,60 €
<b>A.</b>	<b>TOTALE LAVORI IN APPALTO</b>	<b>8.928.545,65 €</b>
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	27.600,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	42.925,70 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	51.510,84 €
B.7	COSAP/TOSAP	25.148,69 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	10.797,33 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	202.584,86 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	159.132,40 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	29.968,55 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	74.921,37 €

B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	18.664,29 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	485.271,47 €
<b>B.</b>	<b>TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE</b>	<b>654.054,03 €</b>
<b>C.</b>	<b>CONTINGENCY</b>	<b>958.259,97 €</b>
<b>A. + B. + C.</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>10.540.859,65 €</b>

Tabella 23 - Costi tratta Cles - Dimaro

#### 4.2.7.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Cles - Dimaro e le date chiave dell'intervento.

Attività	2028		2029		2030		2031	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva								
Invio e ottenimento autorizzazioni								
Appalto								
Esecuzione lavori								
Chiusura tecnico contabile								

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	90	agosto-28	novembre-28
Invio autorizzazioni	120	novembre-28	marzo-29
Appalto	30	marzo-29	aprile-29
Esecuzione lavori	751	aprile-29	aprile-31
Chiusura tecnico contabile	30	aprile-31	maggio-31

#### 4.2.8 TR.TN.008 - NUOVA TRATTA MADRUZZO – ARCO

Questa tratta garantisce una contro-alimentazione all'impianto di distribuzione esistente di Arco. La tratta Madruzzo-Arco è funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

##### 4.2.8.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Madruzzo – Arco prevede un investimento complessivo di 10.596.038,61 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

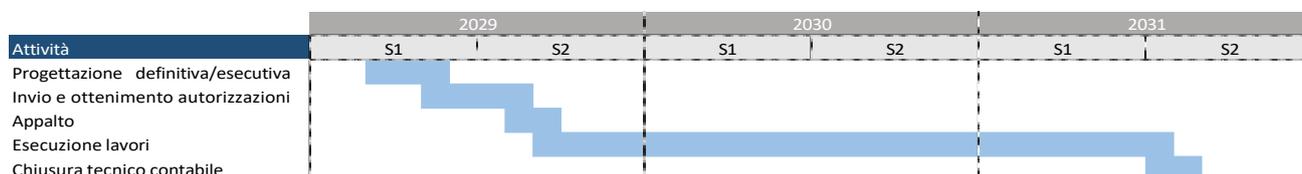
Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	8.515.964,48 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	55.800,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	8.571.764,48 €
A.2	ONERI SICUREZZA	342.870,58 €
<b>A.</b>	<b>TOTALE LAVORI IN APPALTO</b>	<b>8.914.635,06 €</b>
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	24.600,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	42.858,82 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	51.430,59 €
B.7	COSAP/TOSAP	93.106,91 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	10.808,43 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €

B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	202.279,79 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	158.882,70 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	29.921,31 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	74.803,28 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	18.635,48 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	484.522,56 €
<b>B.</b>	<b>TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE</b>	<b>718.127,31 €</b>
<b>C.</b>	<b>CONTINGENCY</b>	<b>963.276,24 €</b>
<b>A. + B. + C.</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>10.596.038,61 €</b>

Tabella 24 - Costi tratta Madruzzo - Arco

#### 4.2.8.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Madruzzo - Arco e le date chiave dell'intervento.



Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/eseccutiva	60	marzo-29	maggio-29
Invio autorizzazioni	90	maggio-29	agosto-29
Appalto	30	agosto-29	settembre-29
Esecuzione lavori	674	settembre-29	luglio-31
Chiusura tecnico contabile	30	luglio-31	agosto-31

#### 4.2.9 TR.TN.009 - NUOVA TRATTA TRENTO – CIVEZZANO

Questa tratta è funzionale alla magliatura tra le RE.MI. di Trento Vela e la RE.MI. di Civezzano, pertanto è funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza dell'intera infrastruttura, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

##### 4.2.9.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Trento – Civezzano prevede un investimento complessivo di 4.500.821,60 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	3.581.318,18 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.900,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	3.609.218,18 €
A.2	ONERI SICUREZZA	144.368,73 €
<b>A.</b>	<b>TOTALE LAVORI IN APPALTO</b>	<b>3.753.586,91 €</b>
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	12.600,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	18.046,09 €

B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	21.655,31 €
B.7	COSAP/TOSAP	6.714,94 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	4.310,31 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	600,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	116.231,07 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	83.196,64 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	15.587,26 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	38.968,15 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	10.159,32 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	264.142,44 €
<b>B.</b>	<b>TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE</b>	<b>338.069,09 €</b>
<b>C.</b>	<b>CONTINGENCY</b>	<b>409.165,60 €</b>
<b>A. + B. + C.</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>4.500.821,60 €</b>

Tabella 25 - costi tratta Trento - Civezzano

#### 4.2.9.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Trento – Civezzano e le date chiave dell'intervento.

Attività	2029		2030		2031		2032	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva								
Invio e ottenimento autorizzazioni								
Appalto								
Esecuzione lavori								
Chiusura tecnico contabile								

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	ottobre-29	dicembre-29
Invio autorizzazioni	90	dicembre-29	marzo-30
Appalto	30	marzo-30	aprile-30
Esecuzione lavori	674	aprile-30	febbraio-32
Chiusura tecnico contabile	30	febbraio-32	marzo-32

#### 4.2.10 TR.TN.010 - NUOVA TRATTA DIMARO – M. DI CAMPIGLIO

La tratta di rete di 3ª specie in progetto che si estende da Dimaro a Madonna di Campiglio sottende una località turistica Folgarida del comune di Dimaro-Folgarida.

Di seguito le caratteristiche geografiche e demografiche più rilevanti della località in esame.

Elenco nuove località da metanizzare sulla tratta in progetto Dimaro - M. di Campiglio	Superficie territoriale comunale (km <sup>2</sup> )	Altitudine (m s.l.m.)	Fascia climatica	Gradi Giorno
Folgarida	0,39	1270	F	3.589

Tabella 26 - dati geografici generali della località della tratta Dimaro- M. di Campiglio.

Elenco nuove località da metanizzare sulla tratta in progetto Dimaro-Pinzolo	Popolazione residente	Famiglie residenti
Folgarida	33	19

Tabella 27 - dati demografici della località della tratta Dimaro- M. di Campiglio (fonte ISTAT 2011)

Nella tabella seguente si riporta il numero di utenze potenziali, suddivise per tipologia, nonché la portata di picco oraria e la stima del consumo annuo corrispondente per la frazione di Folgarida. I valori sono stati ottenuti dall'analisi dei dati ISTAT 2011, nonché tramite censimento delle utenze energivore.

Questa località ha una forte connotazione turistica ed è caratterizzata dalla cospicua presenza di Residence di importanti dimensioni con all'interno numerosi miniappartamenti utilizzati per affitti stagionali o seconde case. Ogni unità abitativa è stata classificata e conteggiata come utenza "domestica", per avere la miglior corrispondenza sia con la categoria d'uso del gas naturale sia col numero totale di interni in edifici ad uso residenziale riportato nel censimento ISTAT. Nella specificità di Folgarida, sono presenti 61 edifici ad uso residenziale, 19 dei quali sono abitazioni occupate da persone residenti, mentre i restanti edifici sono accorpatisi in 26 grandi Residence con più di 1.150 appartamenti al loro interno, occupati durante la stagione turistica da ospiti o persone non residenti.

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
<b>FOLGARIDA</b>	<b>1.220</b>	<b>1.338</b>	<b>2.868.871</b>
domestico	1.169	647	1.901.816
albergo	26	602	707.614
terziario	25	89	259.441
<b>Totale complessivo</b>	<b>1.220</b>	<b>1.338</b>	<b>2.868.871</b>

Tabella 28 - utenze potenziali e relativi fabbisogni della località turistica della tratta Dimaro-M. di Campiglio

#### 4.2.10.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Dimaro – M. di Campiglio prevede un investimento complessivo di 5.627.822,83 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	4.502.242,41 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.900,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	4.530.142,41 €
A.2	ONERI SICUREZZA	181.205,70 €
<b>A.</b>	<b>TOTALE LAVORI IN APPALTO</b>	<b>4 711 348,11 €</b>
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	14.400,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	22.650,71 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	27.180,85 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	13.637,70 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	6.350,59 €
B.10	IMPREVISTI	600,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	10.000,00 €

B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	134.697,98 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	98.624,18 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	18.510,87 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	46.277,17 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	11.924,41 €
<b>B.</b>	<b>TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE</b>	<b>404.854,46 €</b>
<b>C.</b>	<b>CONTINGENCY</b>	<b>511.620,26 €</b>
<b>A. + B. + C.</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>5.627.822,83 €</b>

Tabella 29 - Costi tratta Dimaro - M. di Campiglio

#### 4.2.10.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Dimaro – M. di Campiglio e le date chiave dell'intervento.

Attività	2030		2031		2032	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva	■					
Invio e ottenimento autorizzazioni		■				
Appalto				■		
Esecuzione lavori				■	■	■
Chiusura tecnico contabile						■

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	febbraio-30	aprile-30
Invio autorizzazioni	120	aprile-30	agosto-30
Appalto	30	agosto-30	settembre-30
Esecuzione lavori	639	settembre-30	giugno-32
Chiusura tecnico contabile	30	giugno-32	luglio-32

#### 4.2.11 TR.TN.011 - NUOVA TRATTA GIOVO - MEZZOLOMBARDO

Questa tratta è strategica per realizzare la magliatura tra le RE.MI. di Giovo e la RE.MI. di Mezzolombardo, pertanto è funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza dell'intera infrastruttura, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

##### 4.2.11.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Giovo - Mezzolombardo prevede un investimento complessivo di 5.831.056,46 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

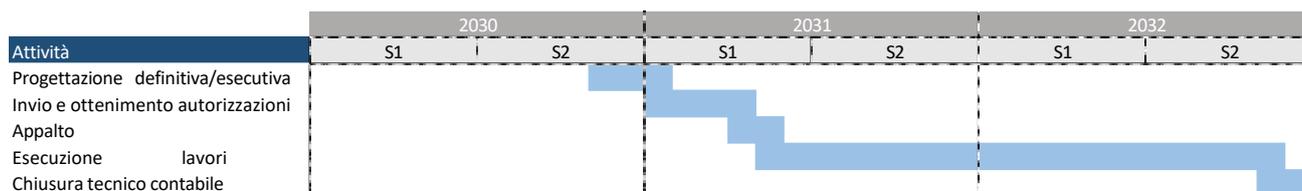
Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	4.668.957,44 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.900,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	4.696.857,44 €
A.2	ONERI SICUREZZA	187.874,30 €
<b>A.</b>	<b>TOTALE LAVORI IN APPALTO</b>	<b>4.884.731,74 €</b>
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	13.800,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	23.484,29 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	28.181,14 €

B.7	COSAP/TOSAP	16.431,12 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	5.559,06 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	600,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	137.952,91 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	101.372,17 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	19.031,59 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	47.578,97 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	12.237,43 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	318.173,07 €
<b>B.</b>	<b>TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE</b>	<b>416.228,68 €</b>
<b>C.</b>	<b>CONTINGENCY</b>	<b>530.096,04 €</b>
<b>A. + B. + C.</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>5.831.056,46 €</b>

Tabella 30 - Costi tratta Giovo - Mezzolombardo

#### 4.2.11.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Giovo – Mezzolombardo e le date chiave dell'intervento.



Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/eseccutiva	60	novembre-30	gennaio-31
Invio autorizzazioni	90	gennaio-31	aprile-31
Appalto	30	aprile-31	maggio-31
Esecuzione lavori	551	maggio-31	novembre-32
Chiusura tecnico contabile	30	novembre-32	dicembre-32

#### 4.2.12 Importi e crono programmi relativi alle cabine RE.MI.

Si riportano, per completezza, le stime dei costi dei gruppi di riduzione e misura, arrotondate per convenzione alla seconda cifra decimale, e i loro relativi cronoprogrammi.

##### 4.2.12.1 STIMA COSTO RE.MI. TR.TN.A – TRENTO VELA

Codice	Descrizione	Importo
A.	Totale lavori in appalto	2.503.121,67 €
B.	Totale somme a disposizione	454.248,25 €
C.	Contingency	295.736,99 €
<b>A. + B. + C.</b>	<b>Importo Complessivo</b>	<b>3.253.106,91 €</b>

#### 4.2.12.2 CRONOPROGRAMMA RE.MI. TR.TN.A – TRENTO VELA

Attività	2027		2028		2029	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva	■	■				
Invio e ottenimento autorizzazioni		■				
Appalto				■		
Esecuzione lavori			■	■		
Chiusura tecnico contabile						■

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	marzo-27	maggio-27
Invio autorizzazioni	90	maggio-27	agosto-27
Appalto	30	agosto-27	settembre-27
Esecuzione lavori	268	settembre-27	giugno-28
Chiusura tecnico contabile	30	giugno-28	luglio-28

#### 4.2.12.3 STIMA COSTO INTERCONNESSIONE TR.TN.B – TIONE

Codice	Descrizione	Importo
A.	Totale lavori in appalto	160.151,61 €
B.	Totale somme a disposizione	42.571,00 €
C.	Contingency	20.272,26 €
<b>A. + B. + C.</b>	<b>Importo Complessivo</b>	<b>222.994,87 €</b>

#### 4.2.12.4 CRONOPROGRAMMA INTERCONNESSIONE TR.TN.B – TIONE

Attività	2024		2025		2026	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva		■				
Invio e ottenimento autorizzazioni			■			
Appalto				■		
Esecuzione lavori				■		
Chiusura tecnico contabile						■

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	ottobre-24	dicembre-24
Invio autorizzazioni	90	dicembre-24	marzo-25
Appalto	30	marzo-25	aprile-25
Esecuzione lavori	87	aprile-25	luglio-25
Chiusura tecnico contabile	30	luglio-25	agosto-25

#### 4.2.12.5 STIMA COSTO RE.MI. TR.TN.C – MEZZOLOMBARDO

Codice	Descrizione	Importo
A.	Totale lavori in appalto	1.539.708,21 €
B.	Totale somme a disposizione	309.736,23 €
C.	Contingency	184.944,44 €
<b>A. + B. + C.</b>	<b>Importo Complessivo</b>	<b>2.034.388,89 €</b>

#### 4.2.12.6 CRONOPROGRAMMA RE.MI. TR.TN.C – MEZZOLOMBARDO

Attività	2028		2029		2030	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva	■					
Invio e ottenimento autorizzazioni	■	■				
Appalto		■				
Esecuzione lavori		■	■	■		
Chiusura tecnico contabile			■	■		

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	marzo-28	maggio-28
Invio autorizzazioni	90	maggio-28	agosto-28
Appalto	30	agosto-28	settembre-28
Esecuzione lavori	238	settembre-28	aprile-29
Chiusura tecnico contabile	30	aprile-29	maggio-29

#### 4.2.12.7 STIMA COSTO RE.MI. TR.TN.D – CIVEZZANO

Codice	Descrizione	Importo
A.	Totale lavori in appalto	1.351.217,28 €
B.	Totale somme a disposizione	281.462,60 €
C.	Contingency	163.267,99 €
<b>A. + B. + C.</b>	<b>Importo Complessivo</b>	<b>1.795.947,87 €</b>

#### 4.2.12.8 CRONOPROGRAMMA RE.MI. TR.TN.D – CIVEZZANO

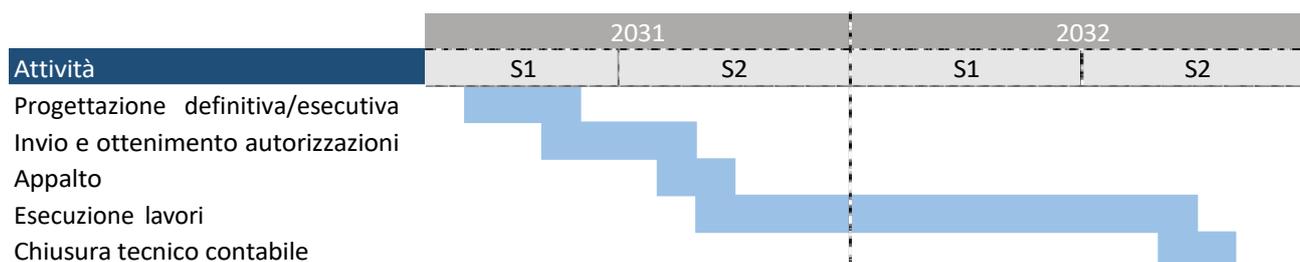
Attività	2029		2030		2031	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva		■	■			
Invio e ottenimento autorizzazioni		■	■	■		
Appalto			■	■		
Esecuzione lavori			■	■	■	■
Chiusura tecnico contabile					■	■

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	dicembre-29	febbraio-30
Invio autorizzazioni	90	febbraio-30	maggio-30
Appalto	30	maggio-30	giugno-30
Esecuzione lavori	238	giugno-30	febbraio-31
Chiusura tecnico contabile	30	febbraio-31	marzo-31

#### 4.2.12.9 STIMA COSTO RE.MI. TR.TN.E – GIOVO

Codice	Descrizione	Importo
A.	Totale lavori in appalto	2.326.816,49 €
B.	Totale somme a disposizione	427.802,48 €
C.	Contingency	275.461,90 €
<b>A. + B. + C.</b>	<b>Importo Complessivo</b>	<b>3.030.080,87 €</b>

#### 4.2.12.10 CRONOPROGRAMMA RE.MI. TR.TN.E – GIOVO



Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	marzo-31	maggio-31
Invio autorizzazioni	90	maggio-31	agosto-31
Appalto	30	agosto-31	settembre-31
Esecuzione lavori	364	settembre-31	settembre-32
Chiusura tecnico contabile	30	settembre-32	ottobre-32

### 4.3 Benefici e Costi Totali

#### 4.3.1 Quantificazione dei benefici totali

La relazione dell'analisi costi benefici di Gasdotti Alpini segue i requisiti indicati dall'ARERA attraverso la 468/18 e successive modifiche.

Gasdotti Alpini evidenzia i seguenti benefici per la collettività:

#### 1. Beneficio B2 – variazione del social welfare connessa alla sostituzione dei combustibili attualmente in uso (Fuel Switching).

Questo beneficio costituisce una delle quote più rilevanti dei benefici complessivi stimati da Gasdotti Alpini nei 25 anni di valutazione dell'ACB. Questo è dovuto alla minore efficienza dei combustibili alternativi al metano utilizzati attualmente nelle valli della Provincia Autonoma di Trento non ancora raggiunte dal servizio di fornitura gas che risultano meno economici per l'utenza.

Attraverso i dati forniti dagli Enti Locali della Provincia di Trento (dati PAES/PEAP), Gasdotti Alpini ha potuto proporre le sue stime riguardanti il beneficio relativo al fuel switching. Per le comunità di valle della Val Di Sole e della Val Rendena sono stati utilizzati dei valori puntuali circa la percentuale di utilizzo dei combustibili alternativi. Per le restanti comunità di valle, per le quali non sono presenti dati puntuali, Gasdotti Alpini applica il valore medio dei dati PAES.

La tabella seguente riporta le percentuali di utilizzo dei combustibili attualmente in uso nell'area da metanizzare:

Comunità di valle	Gasolio	GPL
Val Rendena	90%	10%
Val di Sole	95%	5%
Altre	84%	16%

Tabella 31 - Mix di fonti energetiche utilizzate nelle aree non metanizzate del Trentino

Per il costo delle fonti energetiche sono stati utilizzati i dati forniti da SNAM nell'appendice dei criteri applicativi relativa all'anno 2023 (Snam 2023b); unicamente per i valori relativi all'anno 2023 si è fatto riferimento ai prezzi forniti dal MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica). Il costo utilizzato da Gasdotti Alpini è una media dei due scenari proposti da SNAM ("F55, GA, DE") e dal MASE "Pniec"). Tramite interpolazione, è stato stimato il costo per ogni anno dell'orizzonte temporale considerato, ad esclusione dei valori per gli anni indicati dalle fonti; per gli anni successivi al 2040 si sono supposti costanti i valori del 2040. La maggiore efficienza del metano permette risparmi maggiori rispetto all'attuale mix energetico, concorrendo a sostenere l'investimento proposto da Gasdotti Alpini. Nella tabella di seguito sono rappresentati i costi delle fonti energetiche utilizzati:

Fonte	2023	2030	2035	2040
Metano	0,043	0,043	0,043	0,043
Gasolio	0,156	0,097	0,097	0,099
GPL	0,113	0,091	0,091	0,093

Tabella 32 - Costi delle fonti energetiche in €/kWh su scenario di riferimento utilizzato

Il beneficio derivante dal Fuel Switching ha uno sviluppo incrementale dipendente dal numero dei nuovi utenti raggiungibili dall'operazione di metanizzazione. Il beneficio complessivo cumulato allo scadere del venticinquesimo anno del piano sarà di circa **€ 382 milioni**. Il valore attuale netto del beneficio, utilizzando un tasso di attualizzazione del 4%, sarà di circa **€ 190 milioni**.

## 2. Beneficio B3n - Incremento della sicurezza e dell'affidabilità delle forniture in condizioni normali.

L'incremento della sicurezza e dell'affidabilità dell'infrastruttura si verifica compiutamente dal momento del completamento dello sviluppo dei tratti di rete propedeutici alla stessa (Campiglio – Dimaro, Cles – Dimaro, Vallelaghi – Madruzzo, Pinzolo – Campiglio, Tione – Madruzzo, Tione – Pinzolo, Trento – Vallelaghi, Cles – Mezzolombardo). Quando l'infrastruttura sarà completata e gli utenti serviti saranno ancora minimi, il beneficio B3n risulterà massimo avendo a disposizione potenzialmente una grande quantità di portata del gas non ancora utilizzata da allocare nei punti di uscita nei quali ne risultasse necessità. Successivamente, il beneficio andrà a diminuire parallelamente all'aumentare dei punti di riconsegna serviti. Infatti, gli utenti che nell'anno N non usufruiranno del servizio di distribuzione/trasporto del gas contribuiranno alla massimizzazione del beneficio.

Per la valorizzazione del *cost of gas disruption* (costo associato all'interruzione del gas) è stato utilizzato il valore indicato per l'Italia da ENTSOG nel Ten-Year Network Development Plan 2020 (Annex D - Methodology, paragrafo 3.1.4, pag. 29), vale a dire 0,0874 (€/KWh). Tale valore è stato utilizzato sia per il calcolo del B3n sia per il B3d, come indicato dall'Appendice Informativa ai Criteri Applicativi.

Le analisi effettuate dimostrano come anche in presenza di una climatica eccezionale, ovvero *stress consumption*, (presenza di temperature particolarmente rigide, e conseguente elevato consumo) l'infrastruttura di trasporto di Gasdotti Alpini riesca ad operare e a garantire il flusso di gas e la ridondanza della rete. Essa, inoltre, anche in presenza degli eventi climatici accennati, è in grado di fornire ulteriore capacità nei punti di uscita di Arco e Tione. Il beneficio dall'incremento della sicurezza in condizioni normali è comunque marginale rispetto agli altri, partecipando ai benefici totali cumulati attualizzati per **€ 577.078**.

**3. Beneficio B3d - Incremento della sicurezza e della affidabilità delle forniture in condizioni di stress.**

Procedendo allo stesso modo, è stato possibile quantificare il beneficio derivante dall'incremento di sicurezza ed affidabilità delle forniture in presenza di condizioni di *stress disruption*, ovvero quando si verifica un funzionamento anomalo dell'infrastruttura. La differenza sostanziale con il beneficio B3n riguarda le casistiche di climatica da considerare, l'ammontare di giorni di durata dell'evento eccezionale e la probabilità di accadimento dell'evento, così come indicato nell'Appendice Informativa aggiornata al 2023. Inoltre, è stato scorporato l'effetto del double counting sull'ammontare nella valorizzazione rispetto alla casistica di *stress consumption*. Il beneficio così stimato ha un valore totale attualizzato di ca. **€ 6,64 milioni**.

**4. Beneficio B5 – Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni Climalteranti.**

Uno dei vantaggi nell'utilizzo del metano rispetto ad altri combustibili è il saving derivante dalla minore emissione di anidride carbonica nell'atmosfera. Il metano comporta un risparmio emissivo di anidride carbonica considerevole rispetto alle fonti alternative attualmente utilizzate nella regione, in particolare rispetto agli altri combustibili fossili.

L'emissione di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera è infatti uno dei principali responsabili dei cambiamenti climatici e del processo di disgelo delle catene montuose italiane, fondamentali per l'economia del territorio. Seguendo le indicazioni dell'Appendice Informativa, sono stati utilizzati i dati Ispra 2018, secondo cui il GPL e il gasolio emettono rispettivamente 0,236 e 0,265 kg al kWh contro gli 0,207 kg al kWh del metano (+14% e +28). Le biomasse sono supposte invece carbon-neutral.

È stato inoltre considerato nel piano, come fattore climalterante e quindi come variazione negativa, l'emissione fuggitiva diretta in atmosfera del gas metano (methane leakage) derivante dalle infrastrutture. Per il calcolo, sono state moltiplicate le emissioni fuggitive per un valore di 29,8 riferito al Global Warming Potential del CH<sub>4</sub> fossile (prudenzialmente non è stato considerato il blending con il CH<sub>4</sub> non fossile) come indicato nella appendice informativa ai criteri applicativi Snam.

L'incrocio tra il differenziale di CO<sub>2</sub> emessa dal metano rispetto alle altre fonti energetiche, il numero di utenze servite e i valori relativi all'attuale mix energetico oltre che la variazione negativa dovuta alla emissione diretta in atmosfera di CH<sub>4</sub> derivante dalle emissioni fuggitive permette di quantificare un risparmio di **€ 110,5 milioni** attualizzati complessivi nell'arco piano.

**5. Beneficio B6 – Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni non Climalteranti.**

Il saving in questo caso fa riferimento a tutte le esternalità negative non associabili alla CO<sub>2</sub>, vale a dire NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, PM<sub>2,5</sub>, PM<sub>10</sub>, NH<sub>3</sub> e NMVOC. Seguendo le indicazioni dell'Appendice Informativa ai criteri applicativi, i dati riguardanti le emissioni fanno riferimento ai dati Ispra del 2018 mentre la valorizzazione monetaria dell'emissione è fornita dall'appendice stessa. Essendo il metano considerato una fonte più pulita rispetto a quelle attualmente in uso nell'area che si intende metanizzare, questo beneficio rappresenta una fetta fondamentale dei benefici complessivi del piano.

Fonte	NO <sub>x</sub>	PM 2,5	NH <sub>3</sub>	PM 10	NMVOC	SO <sub>2</sub>
Metano	0,029	0,0002	-	0,0002	0,005	0,0003
Gasolio	0,05	0,004	-	0,004	0,003	0,047
GPL	0,029	0,002	-	0,002	0,002	0,002

Tabella 33 - Emissioni per fonte energetica utilizzate per il calcolo del beneficio B6 - valori espressi in Kg/Gj

Il beneficio B6 partecipa ai benefici totali per circa **€ 107,8 milioni** attualizzati. La riduzione di NO<sub>x</sub> contribuisce al beneficio totale per il 15,3%, la riduzione di PM<sub>2,5</sub> per il 24,9%, la riduzione di PM<sub>10</sub> per il 16,2% e la riduzione di SO<sub>2</sub> per il 43,9%.

Non è stato possibile evidenziare altri benefici indicati nella delibera 468/18 quali in quanto non pertinenti con il progetto in analisi:

- *B1: Variazione del social welfare associato alla riduzione dei costi di fornitura del gas;*
- *B2t: Variazione del social welfare legato alla sostituzione dei combustibili nel settore termoelettrico;*
- *B4: Costi di investimento evitati per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative che sarebbero necessari nello scenario in cui l'infrastruttura di Gasdotti Alpini non venisse costruita;*
- *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.*

Inoltre, poiché anche in questo caso non pertinenti al progetto in analisi, non è stato possibile quantificare i benefici quantitativi non direttamente monetizzabili indicati nei criteri applicativi dell'ACB redatta da SNAM quali:

- *l'indicatore N-1, riguardante la capacità del sistema gas di soddisfare la domanda di picco giornaliera in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione;*
- *l'import route diversification index, riguardante il grado di diversificazione delle fonti e della capacità di importazione;*
- *Il bidirectional project index, che misura l'incidenza della capacità di controflusso sulla capacità complessiva di flusso prevalente.*

Di seguito viene riportata una tabella riepilogativa del totale dei benefici arcopiano (quantificazione fisica e monetaria):

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi</b>		
	<b>Quantificazione fisica</b>	<b>Quantificazione monetaria (M€)</b>
	cumulata al 2047	cumulata al 2047
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	-	382,32
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali (GWh)	12,89	1,13
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption (GWh)	148,35	12,97
B4o: Costi di investimento per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative	-	-
B4p: Costi evitati relativi a penali	-	-
B5: Variazione esternalità negative associate ad emissioni di gas climalteranti (t)	383.620	225,71
B6: Variazione esternalità negative associate ad emissioni di gas inquinanti non climalteranti (t)	1.634	216,53
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico	-	-
B8: Variazione dei costi operativi di compressione G	-	-
B9: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	-	-

Tabella 34 – Quantificazione monetaria e fisica dei benefici

### 4.3.2 Quantificazione dei costi totali

Per tutti gli interventi i costi sono stati stimati come indicato nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” approvato dall’ARERA con la delibera 230/2019/R/Gas e pubblicato sul sito di Snam. I costi individuati nel documento ed applicabili a questa tipologia di intervento sono principalmente tre: i costi d’investimento per la realizzazione dell’intervento, i costi operativi e i costi della rete di distribuzione per quanto riguarda le nuove metanizzazioni.

#### 4.3.2.1 COSTI DI INVESTIMENTO

Per quanto riguarda i **costi di investimento** in capo ai trasportatori, la quasi totalità dei costi è a carico di Gasdotti Alpini.

Per la stima dei costi di investimento in capo a Gasdotti Alpini è stato svolto uno studio di fattibilità con un preventivo puntuale dei costi e delle tempistiche. Gasdotti Alpini ha ritenuto opportuno utilizzare dei costi diversi dai costi unitari indicati da Snam nell’Appendice Informativa ai Criteri applicativi dell’Analisi Costi-

Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto. Infatti, i costi proposti da Snam sono da intendersi come valori medi per l'intero territorio nazionale e derivano da un insieme di interventi tra loro eterogenei, di complessità mediamente maggiore rispetto a quella propria della costruzione di una rete regionale (es. reti non solo in terza specie ma anche di prima e seconda specie, ovvero esercite a pressioni molto maggiori); per questi motivi si ritiene che adottarli per la quantificazione dei costi di realizzazione dell'intervento in questione genererebbe una sovrastima dei costi.

Dunque, per la quantificazione dei costi, sono stati stimati dei costi unitari specifici, sulla base dell'esperienza quanto alle condizioni di fornitura di beni e servizi acquisiti dal Gruppo con specifico riferimento alla realizzazione di infrastrutture energetiche gas, in ragione della tipologia dell'intervento e della conoscenza del territorio trentino e delle imprese che vi operano.

Ai costi unitari così stimati è stata poi aggiunta la valorizzazione dell'impatto sul costo di investimento di eventi imprevedibili (cosiddetta contingency); la contingency è stata fissata al 10%, che si ritiene un valore più che realistico data l'accuratezza della progettazione e del conseguente spending effettuata da Gasdotti Alpini.

Dunque, i costi di investimento per la realizzazione della rete di trasporto di Gasdotti Alpini, già corretti per gli effetti fiscali, ammontano ad un totale attualizzato di **69,1 milioni** di euro.

Si precisa che, per quanto non si ritenga sussistente la necessità di interventi di potenziamento/adequamento degli impianti degli altri trasportatori si è ritenuto comunque opportuno inserire sin d'ora, nell'analisi costi/benefici, in via del tutto prudenziale, ipotetici adeguamenti infrastrutturali da parte degli altri Trasportatori. In tale prospettiva, è stato quindi considerato un costo di 4,168 milioni di euro, a cui è stato applicato un fattore correttivo per effetti fiscali del 9%. Di conseguenza, il totale attualizzato dei costi in capo agli altri trasportatori, già corretto per gli effetti fiscali, è di **2,8 milioni di euro**.

#### 4.3.2.2 COSTI OPERATIVI

In secondo luogo, sono stati stimati i **costi operativi** per la gestione dell'infrastruttura, da distinguere in costi operativi fissi e costi operativi variabili, seguendo le indicazioni dei "Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto".

##### Costi operativi fissi

I costi operativi fissi riguardano tutti i costi necessari all'esercizio e alla manutenzione della nuova infrastruttura incluso il costo del personale. L'infrastruttura progettata per questo piano si compone principalmente di metanodotti e di impianti di regolazione e misura (RE.MI.). Per quanto riguarda i costi associati alla categoria base metanodotti, è stato utilizzato il valore indicato nell'Appendice Informativa per gli interventi di Rete Regionale che comprende il costo del lavoro incrementale derivante dalla necessità di disporre di ulteriore personale per la gestione dell'infrastruttura (3,90 €/m). Per quanto riguarda il costo operativo fisso relativo alla gestione delle REMI, è stato calcolato in **4.094 €/RE.MI.**, come stabilito nei "Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto".

##### Costi operativi variabili

I costi operativi variabili sono composti da due componenti: le perdite di rete e gli eventuali autoconsumi.

Le perdite di rete sono state stimate applicando i coefficienti di emissione rilevati ai fini del riconoscimento tariffario, come identificati nella tabella 6 della delibera ARERA 114/2019/R/gas e riportati per comodità nella tabella seguente. Il loro valore monetario è stato determinato utilizzando i prezzi gas ottenuti come media degli scenari proposti da SNAM nell'Appendice Informativa.

	Fattore di emissione	Unità di misura
<b>Emissioni fuggitive</b>		
Pipeline	0,529	Smc/km/a
Stazioni di regolazione e misura (REMI)	(*)	Smc/sorgente/a
<b>Emissioni pneumatiche</b>		
Rete (valvole ad azionamento pneumatico)	13,6	Smc/sorgente/a
<b>Emissioni da ventato</b>		
Rete, R&R e REMI	20,45	Smc/km/a

(\*) Il fattore di emissione per le Stazioni di Regolazione e Misura (REMI) con P<12 bar riconosciuto ai fini tariffari assume i seguenti valori: 290 Smc/sorgente/a nel 2021, 250 nel 2022 e 210 nel 2023.

Tabella 34 - Coefficienti di emissione identificati nella delibera ARERA 114/2019/R/gas ed utilizzati per l'analisi costi benefici.

Le spese associate ai consumi gas sono state stimate adottando costi unitari differenziati per categoria base. Nel caso dell'intervento di questo piano, non è prevista la realizzazione di centrali di spinta o altri asset complessi che richiedono consumi di gas rilevanti; di conseguenza, sono stati considerati solo i costi relativi ai consumi per la categoria base metanodotto, come quantificati nell'Appendice Informativa (0,31 €/m).

In conclusione, nell'orizzonte temporale dell'analisi costi benefici (vale a dire 25 anni), i costi operativi totali attualizzati ammontano a **6,7 milioni** di euro.

#### 4.3.2.3 COSTI DELLA DISTRIBUZIONE

Infine, per quanto riguarda le aree di nuova metanizzazione, sono stati stimati i **costi della rete di distribuzione**, che, come da Appendice Informativa, comprendono i costi di realizzazione della rete cittadina, l'allacciamento alla rete di trasporto, la realizzazione di eventuali feeder intercomunali e i costi associati alla conversione a gas naturale degli apparati dei clienti finali.

Per la stima delle prime tre voci di costo, è stato elaborato uno studio di progettazione di massima della rete di distribuzione; è stato inoltre valorizzato il costo di conversione degli apparati finali differenziato per tipologia di fonte energetica attualmente utilizzata.

Il costo totale della rete di distribuzione così ottenuto è di **109 milioni** di euro attualizzati. Anche in questo caso, coerentemente con quanto previsto per gli investimenti relativi al Trasporto, si è applicato un fattore correttivo degli effetti fiscali pari al 9%, ottenendo così un costo di investimento totale per la rete di distribuzione pari a **99,8 milioni di euro**.

I costi operativi relativi alla distribuzione ammontano a **€ 5,6 milioni** attualizzati.

Inoltre, le reti di distribuzione così ipotizzate sarebbero coerenti con le condizioni di sviluppo della rete di Distribuzione potenzialmente elaborabili dalla Provincia Autonoma di Trento (quale Stazione Appaltante) per l'affidamento del servizio di distribuzione gas dell'ATEM di Trento, in quanto in grado di garantire la sostenibilità del rapporto Benefici/Costi (come da D.M. 2011 n. 226).

Quanto sopra è coerente con le risultanze della delibera n. 339 del 5.3.2021, approvata dalla Provincia Autonoma di Trento, con adozione in sede preliminare del Piano energetico - ambientale provinciale 2021-2030 (PEAP).

Il PEAP adottato comprende alla Sezione II, capitolo 9, la “Pianificazione estensione servizio distribuzione del gas naturale” e riporta quanto segue: “Per quanto concerne la possibilità di estendere il servizio di distribuzione nei comuni non metanizzati, è necessario verificare la disponibilità sia di estendere la capacità delle attuali reti di distribuzione sia, eventualmente, realizzare nuove reti di trasporto del gas naturale, ricercando - ove possibile - meccanismi di interconnessione con le attuali esistenti per creare un sistema sicuro ed efficiente posto a servizio dell'intero territorio provinciale” (“obiettivi specifici e assunzioni”), nonché: “Nell’ottica di un coordinamento funzionale tra trasporto e distribuzione, l’obiettivo della Provincia Autonoma di Trento è riuscire a creare sul territorio una struttura di reti del gas interconnesso al fine di assicurare un sistema sicuro e resiliente per l’approvvigionamento del gas naturale a favore delle utenze finali in tutto il territorio provinciale. Sotto il profilo tecnico sarebbe preferibile che questo sistema venisse retto su un sistema di tubazioni in alta pressione (almeno in 3<sup>a</sup> specie) possibilmente interconnesse tra loro, in grado di alimentare (feeder) i singoli impianti della distribuzione, le cui reti sono posate negli abitati vallivi a servizio dell’utenza. Questa tipologia di interconnessione è preferibile venga attuata dalla rete di trasporto del gas, specie nel territorio occidentale del Trentino, poiché appare essere quella più idonea ad assicurare un maggior beneficio sia per l’interno del territorio provinciale che all’esterno in ragione della valenza interregionale che assumerebbe una dorsale tra il territorio lombardo e quello delle valli trentine”.

Il relativo paragrafo 4 riporta più in particolare quanto segue: “Secondo il percorso condiviso per addivenire all’intesa con il Consiglio delle autonomie locali prevista nel Piano energetico 2013-2020 in ordine all’estensione della distribuzione del gas naturale, lo sviluppo della pianificazione di tale servizio è stata rivolta ai territori i cui comuni hanno espresso un fattivo interesse nell’estensione del servizio.

Il PEAP adottato dalla Provincia Autonoma di Trento conclude che: “L’adesione al sistema di distribuzione del gas, da parte di tutti i comuni che hanno espresso l’interesse per la metanizzazione, va comunque intesa come scelta strategica sull’intero territorio trentino sul lungo periodo (50 anni) e andrà sicuramente oltre sia al presente ciclo di pianificazione (PEAP 2021-2030) sia ai tempi della gara (12 anni dall’anno di affidamento stimato al momento della redazione di questo documento all’anno 2036)” (capitolo 8 - conclusioni).

Tali obiettivi sono coerenti con quello generale e con quelli specifici perseguiti con il presente Piano.

#### 4.3.3 Ulteriori benefici derivanti dal supporto alla transizione verso il green gas

Gasdotti Alpini si impegna a contribuire al processo di decarbonizzazione e al passaggio alle fonti energetiche rinnovabili, come il biometano e, più in generale, il green gas.

I consumi riguardanti le energie rinnovabili in Italia sono costantemente in crescita. Snam e Terna, nel documento di descrizione degli scenari, evidenziano come il consumo derivante da fonti energetiche rinnovabili (FER) sia cresciuto del 5,4% dal 2011 al 2017 superando così il target del 17% di copertura dei fabbisogni utilizzando energia rinnovabile nel 2020. Il piano italiano si presenta quindi in linea con gli obiettivi del Clean Energy for all Europeans Package che ha indicato una copertura delle FER sul totale del 30% per il 2030.

Tra le varie fonti rinnovabili, il biometano è attualmente quella che offre una maggiore capacità di implementazione nei diversi settori. Infatti, esso è adattabile a tutti e quattro i grandi settori, ovvero il settore industriale, il settore della generazione elettrica, quello civile e per ultimo quello del trasporto.

Dal 2018 in Italia è possibile mettere in rete il combustibile prodotto da rifiuti urbani, scarti agroalimentari, fanghi di depurazione e di discariche esaurite. Con più di 1600 impianti di produzione di biogas il Paese è il secondo in Europa dopo la Germania e ha quindi un potenziale produttivo di biometano stimato al 2030 in 10 miliardi di metri cubi, pari al 10% dell’attuale fabbisogno annuo di gas naturale (Legambiente, 2019).

Le scelte strategiche trovano manifestazione anche negli incentivi statali diretti allo sviluppo della produzione del biometano ai verso i produttori.

Seppur il Piano Energetico Provinciale della Provincia di Trento (PEAP) non delinea un potenziale teorico rilevante di green gas nel Trentino, Gasdotti Alpini si presta a dare impulso all'utilizzo del biometano nella Provincia (da sempre particolarmente attenta al tema della sostenibilità), garantendo la possibilità di realizzare dei punti di immissione con la sua infrastruttura o facilitandone l'interscambio all'interno del territorio provinciale.

Gasdotti Alpini quindi si impegna a percorrere questa direzione, grazie al coordinamento continuo con l'impresa maggiore di trasporto, i privati proprietari degli impianti di biogas e la Provincia ai fini di contribuire al processo di conversione verso un'energia sempre più rinnovabile.

Inoltre, l'assetto infrastrutturale proposto nel presente Piano risulta abilitante rispetto al ruolo dell'idrogeno nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Infatti, come evidenziato anche dal PEAP, l'idrogeno costituisce un'importante risorsa per la transizione energetica, grazie ai "costi di transizione relativamente bassi" e "alla riduzione dell'impatto di emissioni di gas serra grazie all'iniezione di idrogeno "verde", prodotto da fonti rinnovabili" (PEAP, Allegato Tecnico 10). In tale ottica, la realizzazione dell'infrastruttura di cui al presente Piano, consentendo di raggiungere le aree attualmente non servite, agevolerà il passaggio all'idrogeno, che potrà essere veicolato "grazie all'utilizzo di un'infrastruttura esistente e unicamente da modificare rispetto alla costruzione di una rete dedicata al puro idrogeno" (PEAP, Allegato Tecnico 10).

#### 4.4 Sostenibilità del piano e indicatori di performance (VAN, B/C, PayBack Period)

A conclusione dell'analisi si riportano le valutazioni di performance complessive del piano.

**Il valore attuale netto** assume valore positivo. Calcolato in un arco temporale di 25 anni raggiunge una valorizzazione di **€ 237.213.661**. I costi di investimento per il Trasporto sono ripartiti su un arco temporale di 9 anni, mentre quelli per la Distribuzione sono gradualmente sostenuti in tutti e i 25 anni del piano (o per infrastruttura o per allacciamento delle singole utenze). I costi operativi sono previsti per tutta la durata del piano e avranno un andamento crescente parallelo alla messa a terra dell'opera. Essi riguardano principalmente oneri fissi relativi alle manutenzioni o ispezioni e oneri variabili relativi a interventi per il ripristino della continuità del servizio. Anche i benefici presentano un andamento crescente durante l'arco temporale del Piano, coerentemente con il crescere dei punti di riconsegna serviti.

**Il rapporto dei benefici su costi** assume anch'esso valore positivo attestandosi a **2,330** e superando la soglia limite di 1 indicata dall'ARERA nella delibera 114/19. Inoltre, nella delibera indicata all'articolo 5 comma 3 si esplicita il riconoscimento di un tasso di remunerazione degli investimenti aggiuntivo pari a 1,5%, riconosciuto per 10 anni. Al comma 4 dello stesso articolo vengono riportati i requisiti per il riconoscimento: uno di questi è l'evidenza di un rapporto benefici su costi maggiore o uguale a 1,5.

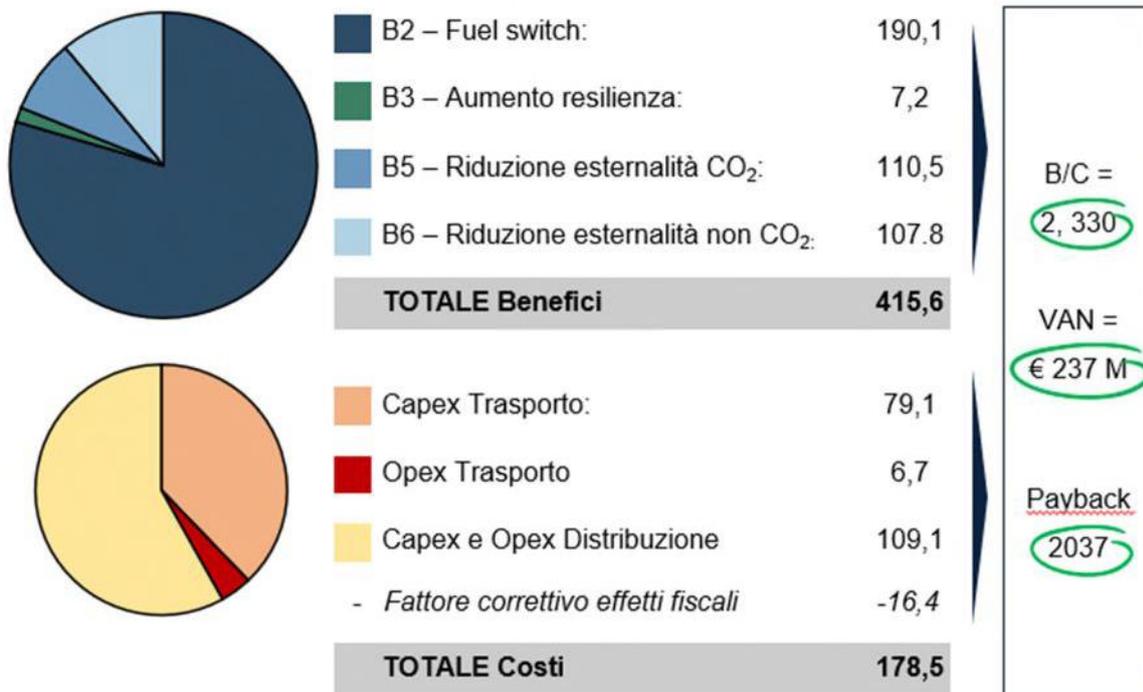
Seguendo le indicazioni dell'allegato della delibera 468/18, si riporta anche il **Payback Period** del progetto. Si evidenzia quindi il momento in cui i benefici cumulati saranno maggiori ai costi cumulati. Nel Piano di Gasdotti Alpini, questo avviene al **quindicesimo anno** di piano, vale a dire nel 2037.

Di seguito si riporta uno schema riassuntivo dei benefici e dei costi relativi al piano di Gasdotti Alpini; i valori sono espressi in milioni di euro. Per i valori attualizzati è stato utilizzato un tasso di sconto del 4%, come indicato nei Criteri Applicativi dell'ACB.

	B1	B2m	B2t	B3n	B3d	B4o	B4p	B5	B6	B7	B8	B9	Tot. Benefici	Capex Trasporto	Opex Trasporto	Costi distribuzione	Fattore correttivo effetti fiscali	Tot. Costi
2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	0,00	3,54	0,00	-	0,32	3,23
2026	-	-	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	0,00	3,98	0,00	-	0,36	3,63
2027	-	1,42	-	-	-	-	-	0,26	0,57	-	-	-	2,24	14,37	0,07	18,57	2,96	30,06
2028	-	2,22	-	-	-	-	-	0,48	1,00	-	-	-	3,71	22,05	0,14	2,04	2,16	22,07
2029	-	3,94	-	-	-	-	-	1,04	1,99	-	-	-	6,97	18,75	0,30	22,44	3,70	37,79
2030	-	4,71	-	-	-	-	-	1,88	2,73	-	-	-	9,33	17,36	0,38	3,57	1,87	19,43
2031	-	7,60	-	-	-	-	-	3,77	4,43	-	-	-	15,80	15,16	0,55	49,93	5,84	59,80
2032	-	10,00	-	-	-	-	-	5,92	5,95	-	-	-	21,76	8,44	0,68	7,60	1,42	15,30
2033	-	12,32	-	0,09	1,08	-	-	8,49	7,22	-	-	-	29,22	-	0,68	6,32	0,53	6,46
2034	-	14,37	-	0,09	1,04	-	-	6,85	6,43	-	-	-	30,78	-	0,68	5,65	0,47	5,87
2035	-	16,02	-	0,09	1,00	-	-	8,20	9,40	-	-	-	34,72	-	0,68	4,68	0,38	4,98
2036	-	17,85	-	0,08	0,97	-	-	9,65	10,38	-	-	-	38,93	-	0,68	4,72	0,38	5,03
2037	-	19,66	-	0,08	0,94	-	-	11,18	11,33	-	-	-	43,20	-	0,68	4,63	0,36	4,95
2038	-	21,44	-	0,08	0,90	-	-	12,79	12,25	-	-	-	47,46	-	0,68	4,53	0,35	4,86
2039	-	22,90	-	0,08	0,88	-	-	14,28	12,97	-	-	-	51,10	-	0,68	3,76	0,28	4,16
2040	-	24,35	-	0,07	0,85	-	-	15,05	13,67	-	-	-	53,99	-	0,68	3,72	0,27	4,14
2041	-	25,66	-	0,07	0,83	-	-	15,86	14,41	-	-	-	56,83	-	0,68	3,93	0,29	4,33
2042	-	26,88	-	0,07	0,80	-	-	16,62	15,10	-	-	-	59,47	-	0,68	3,73	0,27	4,15
2043	-	28,17	-	0,07	0,78	-	-	17,42	15,81	-	-	-	62,24	-	0,68	3,91	0,28	4,31
2044	-	29,26	-	0,07	0,76	-	-	18,10	16,43	-	-	-	64,61	-	0,68	3,46	0,23	3,91
2045	-	30,40	-	0,06	0,73	-	-	18,80	17,07	-	-	-	67,07	-	0,68	3,56	0,24	4,00
2046	-	31,20	-	0,06	0,72	-	-	19,30	17,53	-	-	-	68,81	-	0,68	3,02	0,19	3,52
2047	-	31,95	-	0,06	0,69	-	-	19,77	17,95	-	-	-	70,42	-	0,68	2,77	0,17	3,29
<b>Totale</b>	-	<b>382,32</b>	-	<b>1,13</b>	<b>12,97</b>	-	-	<b>225,71</b>	<b>216,53</b>	-	-	-	<b>838,66</b>	<b>103,66</b>	<b>12,37</b>	<b>166,54</b>	<b>- 23,30</b>	<b>259,26</b>
<i>attualizzato</i>	-	190,15	-	0,58	6,64	-	-	110,46	107,77	-	-	-	415,60	79,08	6,65	109,08	- 16,43	178,38
<b>VAN</b>	237,214		<i>Rapporto benefici/costi</i> 2,330				<i>Payback period</i> 15 anni											

### Stima benefici e costi attualizzati da piano Gasdotti Alpini 2023 (M€)

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



Come indicato nell'Allegato A della delibera 139/2023/R/Gas, per aree di nuova metanizzazione viene imposto un limite di capacità minima di trasporto pari a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata. Qualora questo valore non fosse soddisfatto, gli investimenti relativi allo sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova

metanizzazione sono ammessi al riconoscimento tariffario in misura non superiore all'indice di costo massimo pari a 2.800 € per Smc/g. Entrambe le soglie vengono ampiamente rispettate come indicato nella seguente tabella.

Indicatore	Valore assunto
Indice di capacità minima di trasporto	0,855 Smc/g
Indice di costo per unità di capacità di trasporto	616,47 € per Smc/g

Tabella 35 – Limiti di capacità minima e indice di costo per capacità di trasporto.

#### 4.5 Analisi di sensitività su elementi costitutivi analisi economica

In ottemperanza al documento recante i criteri applicativi ACB redatto da SNAM (capitolo 11.1) è stata effettuata un'analisi di sensitività considerando i fattori tra loro deterministicamente indipendenti. Tali valori si considerano critici qualora una loro variazione dell'1% comporti una variazione dell'1% sul VAN.

Sono stati analizzati i costi di investimento, i costi operativi e il cost of gas disruption. La variazione dell'1% di nessuno di questi tre fattori causa una variazione del VAN pari al 1%, come illustrato nella tabella seguente. Di conseguenza, per questi tre fattori non sono riportati gli switching values, ovvero i valori assunti dai fattori critici per i quali il VAN riporta un valore pari a zero.

Fattore potenzialmente critico	Variazione fattore	Variazione VAN	Esito
Costi di investimento	1%	-0,79%	Non critico
Costi operativi	1%	-0,03%	Non critico
Cost of gas disruption	1%	0,03%	Non critico

Tabella 36 - Identificazione dei fattori critici da considerare nell'analisi di sensitività.

Oltre ai fattori presenti nella tabella precedente, è stata effettuata un'analisi relativa all'entrata in esercizio dell'infrastruttura. Il piano proposto da Gasdotti Alpinis prevede il 2027 come primo anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura, vale a dire l'anno di fine lavori della tratta Tione - Pinzolo. Ipotizzando di traslare nel tempo l'intero piano, posticipando l'anno di entrata in esercizio della tratta e a cascata tutte le altre, un VAN nullo verrebbe raggiunto solo con una posticipazione di almeno **nove** anni dell'entrata in esercizio dell'infrastruttura, quindi con un orizzonte superiore all'orizzonte di pianificazione del presente Piano: per questo motivo anche questo fattore critico non è ritenuto effettivamente impattante sulla sostenibilità del Piano per la collettività.

Fattore critico	Switching Value
Anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura	2036

Tabella 37 - Identificazione dello switching value per l'anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura.

## 4.6 Analisi di scenario: evoluzione nell'utilizzo del gas naturale

L'analisi di scenario conclude l'informativa riguardante la sensitivity prevista dai criteri applicativi dell'ACB e vuole essere un ulteriore approfondimento sviluppato da Gasdotti Alpini volto a dimostrare la sostenibilità del proprio Piano per la collettività. Per l'analisi in oggetto sono state verificate le variazioni subite dal Piano in relazione a una variazione del costo all'ingrosso del gas metano e degli altri combustibili. Nello specifico, gli scenari utilizzati sono stati quelli identificati da Snam (F55, GA, DE) e dal MASE (PNIEC). Nella prima ipotesi si incorre in una diminuzione del rapporto benefici su costi e del VAN; viceversa, nella seconda ipotesi, si rileva un aumento di entrambi i parametri, come riportato nella tabella sottostante.

Economics	F55, GA, DE	PNIEC
<b>B/C</b>	2,157	2,503
<b>VAN</b>	206.329.879 €	266.436.346 €

Tabella 38 - Indicatori economici negli scenari SNAM e MASE.

Inoltre, si è effettuata un'analisi circa le possibili alternative di evoluzione della domanda. In contrapposizione allo scenario di baseline, si è considerata un'alternativa nella quale il 70% dei PDR potenziali viene acquisito al 10° anno (scenario ottimistico) e un'alternativa nella quale al 17° viene acquisito il 60% dei PDR e per i restanti anni di piano non viene acquisita nessun'altra utenza in termini percentuali (scenario pessimistico). Entrambi gli scenari presentano un rapporto B/C superiore all'unità ed un VAN positivo, come illustrato nelle tabelle seguenti.

Curva di acquisizione PDR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<b>Baseline</b>	8%	14%	20%	24%	28%	32%	36%	40%	43%	45%	48%	50%	53%	55%	58%	60%	63%	64%	65%	66%	67%	68%	68%	69%	69%
<b>Scenario Ottimistico</b>	10%	20%	30%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
<b>Scenario Pessimistico</b>	5%	8%	12%	15%	18%	20%	23%	25%	30%	33%	35%	40%	45%	50%	53%	55%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%

Tabella 39 – Alternative relative alla % PDR acquisiti in ciascun anno a partire dall'anno di metanizzazione.

Economics	Scenario Ottimistico	Scenario Pessimistico
<b>B/C</b>	3,005	1,896
<b>VAN</b>	378.783.869 €	153.864.483 €

Tabella 40 - Indicatori economici relativi agli scenari di acquisizione dei PDR.

Per concludere l'analisi, è stato stimato l'effetto combinato dello scenario proposto da SNAM (F55, GA, DE) per quanto riguarda il costo all'ingrosso dei prezzi dei combustibili e dello scenario Pessimistico per la curva di acquisizione dei PdR. Anche la combinazione di questi due scenari più prudenziali rispetto a quelli considerati nel presente piano riflette valori sia del VAN che del rapporto benefici su costi estremamente positivi, come indicato nella tabella seguente.

Economics	F55,GA, DE + Scenario Pessimistico
<b>B/C</b>	1,754
<b>VAN</b>	129.473.380 €

Tabella 41 – Indicatori economici della peggiore combinazione tra gli scenari analizzati.

#### 4.7 Analisi di scenario: impatto derivante dal *blending* con idrogeno

I benefici esposti all'interno del paragrafo 4.4 si riferiscono ad un'evoluzione considerabile come tendenziale nell'utilizzo dell'infrastruttura energetica, ovvero senza l'immissione in rete di vettori energetici differenti rispetto al gas naturale.

Tuttavia, per quantificare al meglio l'impatto sulla collettività della nuova infrastruttura, risulta oggi necessario valutare anche il contributo atteso derivante dall'introduzione nelle reti di Trasporto di una quota di biogas ed idrogeno.

Infatti, se da un lato il biogas è atteso avere un contributo marginale per l'area oggetto dell'intervento, come evidenziato tra l'altro anche dal PEAP provinciale e richiamato nel paragrafo 4.3.3 del presente piano, dall'altro l'idrogeno è chiamato ad avere un ruolo fondamentale nel mix energetico atteso per la Provincia di Trento, fino ad arrivare ad un *blending* con il metano in un rapporto 7:3 negli scenari più ottimistici.

Gasdotti Alpini ritiene quindi opportuno evidenziare l'ulteriore beneficio per la collettività derivante dall'introduzione di una quota di idrogeno in *blending* all'interno dell'infrastruttura proposta.

In particolare, i valori di riferimento in termini quantitativi sono quelli evidenziati nella seguente tabella e derivano da una media degli scenari previsti dal PEAP circa l'introduzione dell'idrogeno nel mix energetico trentino.

% H <sub>2</sub>	2030	2050
<b>Scenario LC_H<sub>2</sub></b>	3,24%	6,82%
<b>Scenario LC+_H<sub>2</sub></b>	4,63%	13,46%
<b>Scenario LC_H<sub>2</sub>+</b>	4,94%	19,84%
<b>Scenario LC+_H<sub>2</sub>+</b>	9,57%	29,79%
<b>Scenario medio analizzato</b>	<b>5,59%</b>	<b>17,48%</b>

Tabella 42 – Scenari integrazione idrogeno nella rete gas nel trentino da PEAP.

L'idrogeno atteso in rete è da considerarsi come completamente *green*, così come evidenziato anche dal PEAP, e quindi con emissioni nulle.

Per valorizzare invece il prezzo di riferimento atteso si è in questo caso fatto riferimento al costo medio di produzione per idrogeno *green* identificato nello studio dell'European University Institute "A Snapshot of Clean Hydrogen Cost in 2030 and 2050" (Jean-Michel Glachant, Piero Carlo dos Reis, 2021) maggiorato del 10% come markup per il produttore.

In questo modo si ottiene un valore di 0,064 €/kwh per il 2030 che andrà a decrementare fino a 0,048 €/kwh nel 2050. Si è supposto un decremento lineare nel periodo 2030-2050.

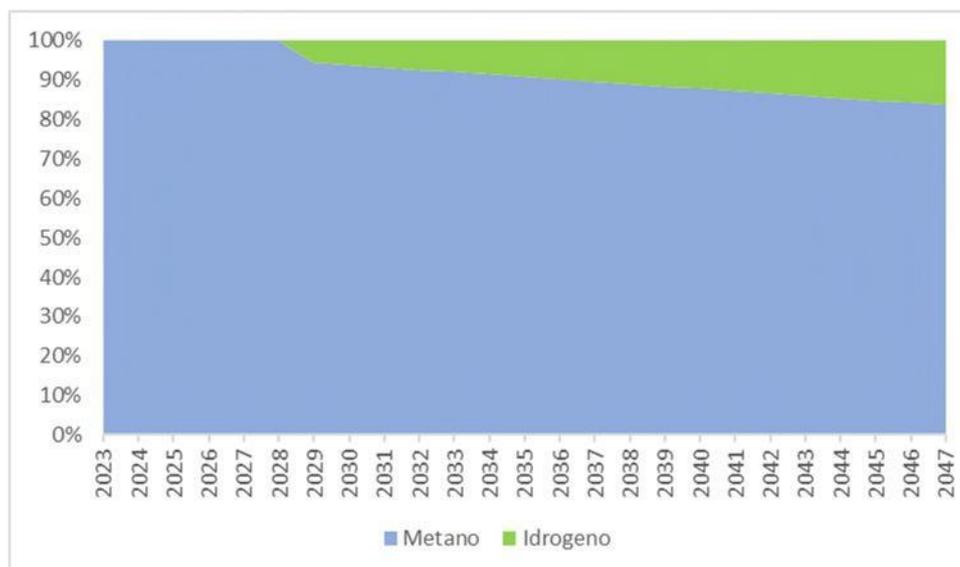


Immagine 14 – Mix *blending* di metano e idrogeno nel periodo di riferimento.

In questo scenario il **rapporto B/C** passerebbe a **2,587** con, tuttavia, un ribilanciamento dei benefici a favore di una contrazione dell’impatto ambientale, come illustrato nella tabella seguente che riporta i benefici per i quali è prevista una variazione in questo scenario rispetto a quello di baseline.

Beneficio	Baseline	Scenario H <sub>2</sub>	Delta
<b>B2 – Fuel switch</b>	190,1	185,4	-4,3
<b>B5 – Variazione emissioni climalteranti</b>	110,5	157,8	47,3
<b>B6 – Variazione emissioni non climalteranti</b>	107,8	111,1	3,3

Tabella 43 – Variazione dei benefici a seguito del *blending* del metano con idrogeno (milioni di €, attualizzati).

Ricapitolando, tutti gli scenari presentano un valore B/C di gran lunga sopra l’unità oltre che un VAN estremamente positivo come riassunto nella seguente tabella.

Scenario	VAN (M€)	B/C	PAYBACK PERIOD (anni)
<b>Scenario Base (Curva di acquisizione PdR base, media degli scenari di prezzo all’ingrosso del metano)</b>	237	2,330	t15
<b>Scenario con prezzo scenari Snam (F55, GA, DE)</b>	206	2,157	15
<b>Scenario con prezzo scenari MASE (PNIEC)</b>	268	2,503	15
<b>Scenario con curva di acquisizione ottimistica</b>	379	3,005	13
<b>Scenario con curva di acquisizione pessimistica</b>	154	1,896	17
<b>Scenario con prezzo scenari Snam e curva di acquisizione pessimistica</b>	129	1,754	18
<b>Scenario con blend Idrogeno</b>	283	2,587	15

Tabella 44 – Indicatori di performance dei diversi scenari.

## 5 OPERAZIONI DI COORDINAMENTO CON GLI STAKEHOLDER

Alla data di stesura del piano decennale sono già stati effettuati frequenti scambi di informazioni tra il nuovo trasportatore Gasdotti Alpini e gli altri stakeholder presenti nel territorio.

Poiché il piano di sviluppo proposto prevede una rete interconnessa con l'impresa maggiore di trasporto e con il trasportatore Retragas (attualmente già presente nel territorio), le forme di coordinamento tra i gestori delle reti di trasporto sono limitate a questi due soggetti.

Il coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto ha avuto luogo attraverso comunicazioni con Snam Rete Gas Spa, come da nota trasmessa in data 30 novembre 2023, nella quale si ribadiscono le massime condizioni di prelievo richieste formalizzate nel precedente piano come da nota trasmessa in data 21/01/2022.

Il coordinamento con il trasportatore Retragas riguarda principalmente l'interconnessione fra lo stesso e Gasdotti Alpini nel Comune di Tione, situato all'estremo occidentale dell'infrastruttura.

È opportuno ricordare che Arera, con la Delibera n. 696/2022/R/gas, ha disposto: *“1. di valutare, ai sensi dell'articolo 16, comma 6bis, del decreto legislativo 93/11, i Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas relativi agli anni 2021 e 2022 nei termini di cui al presente provvedimento e in particolare delle relative premesse; in particolare: (...) d) con riferimento ai Piani di Gasdotti Alpini S.r.l. e Retragas S.r.l. e ai rispettivi interventi di sviluppo della rete di trasporto nell'area della Provincia Autonoma di Trento, di procedere ad ulteriori analisi e valutazioni, che tengano conto degli esiti del Tavolo di coordinamento di cui al successivo punto 2, da istituire allo scopo di individuare in modo coordinato le necessità di sviluppo infrastrutturale minimi; 2. di invitare le società Gasdotti Alpini S.r.l. e Retragas S.r.l. a istituire un Tavolo di Coordinamento, anche con la Provincia Autonoma di Trento, ferme restando le relative prerogative, secondo quanto indicato in premessa, e definire un unico intervento coordinato di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale sull'area del Trentino, da presentare nell'ambito del prossimo Piano”*.

Gasdotti Alpini, unitamente a Retragas, alla Provincia Autonoma di Trento (tramite APRIE l'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia - APRIE) hanno avviato il detto Tavolo di Coordinamento, in ottemperanza a quanto disposto dalla Delibera n. 696/2022.

L'ultima seduta del Tavolo si è tenuta in data 5 dicembre 2023 e, in tale occasione, i partecipanti hanno dato atto del fatto che nei mesi precedenti ci sono stati molti incontri tra Retragas e Gasdotti Alpini volti a dar corso agli impegni preventivati e utili all'ottimizzazione del sistema del trasporto in Trentino, e che, nel corso della definizione del programma degli investimenti, Retragas ha ridefinito il proprio piano aziendale di sviluppo in riferimento al trasporto del gas nel Trentino occidentale, nel senso che non proseguiranno le iniziative pianificate relative ai gasdotti Tione – Pinzolo – Madonna di Campiglio e Tione – Comano. Retragas confermava, dunque, alla Provincia autonoma di Trento e alla società Gasdotti Alpini la propria disponibilità, nelle modalità ritenute più consone, a collaborare per rispondere alle esigenze espresse dal territorio interessato dall'iniziativa prospettata fino ad ora.

In data 12/12/2023 Retragas comunicava, quindi, a Gasdotti Alpini che *“Con riferimento allo sviluppo dei metanodotti del trasporto regionale del gas nell'area del Trentino Occidentale, Retragas comunica che non darà seguito alla prosecuzione delle iniziative relative alla realizzazione dei metanodotti Tione - Pinzolo, Pinzolo - Madonna di Campiglio - Dimaro e Tione – Comano a servizio dei territori della Val Rendena e delle Giudicarie Esteriori”* consentendo di superare le sovrapposizioni con il piano di Gasdotti Alpini.

In data 21/12/2023, riguardo all'interconnessione sopracitata, Retragas comunicava che *“Nell'ambito della espressa collaborazione con gli operatori del territorio per il coordinamento delle iniziative e per agevolare l'avvio dello sviluppo della metanizzazione nelle aree sopra indicate, Retragas rimane disponibile a supportare*

le interlocuzioni che Gasdotti Alpinì intenderà avviare con Arera e Mase per verificare la fattibilità della interconnessione tra la rete di trasporto regionale di Retragas presente a Tione di Trento e i tratti di gasdotti che Gasdotti Alpinì prevede di realizzare per avviare appunto la metanizzazione del territorio. L'alimentazione tramite questo punto di interconnessione avrà carattere temporaneo e potrà essere disattivata quando Gasdotti avrà completato il proprio schema di sviluppo dei metanodotti di trasporto regionale.", aggiungeva inoltre: "A tal fine, in esito alle interlocuzioni con gli enti regolatori, dovrà essere stipulato apposito accordo di interconnessione tra le parti per definire il trasferimento delle capacità di gas e gli oneri di gestione"

Gasdotti Alpinì intende precisare che nel caso in cui, nonostante la già citata disponibilità, non risultasse possibile una connessione temporanea con Retragas, la tratta Tione-Pinzolo tarderebbe di due anni circa l'entrata in esercizio ma, come indicato nel paragrafo 4.4 del presente documento, il piano può sopportare fino a nove anni di ritardo dell'entrata in esercizio dell'intera infrastruttura regionale per cui una posticipazione di due anni della tratta sopra citata avrebbe un impatto trascurabile sul VAN e l'indicatore B/C.

Gli altri soggetti terzi coinvolti tramite incontri, richiesta di informazioni e comunicazioni, sono la Provincia Autonoma di Trento (PAT) e i distributori locali di gas naturale presenti sul territorio trentino in un qualche modo coinvolti nel progetto.

Il coordinamento con la PAT è stato necessario in quanto quest'ultima rappresenta il soggetto competente per la gara d'ambito per la concessione del servizio di distribuzione dell'ATEM, a cui fa riferimento il presente Piano, in coerenza con gli obiettivi indicati nel Piano Energetico Ambientale Provinciale ("PEAP") adottato.

Tale coordinamento con la PAT è stato espletato nell'ambito del suddetto Tavolo di Coordinamento disposto da Arera con la Delibera n. 696/2022/R/gas.

La PAT, inoltre, si era già espressa relativamente al piano 2022 di Gasdotti Alpinì confermando in data 26.01.2022: "Oggetto: Piano decennale di trasporto 2022-2031. Facendo seguito a quanto rappresentato da codesta Società nella propria nota del 18 gennaio 2022 (prot. PITRE n. PAT/RFS502-19/01/2022-prot. 43286), si comunica che quanto proposto nel documento "Sintesi del Piano decennale 2022" risulta coerente con le previsioni del Piano energetico ambientale provinciale 2021-2030, approvato con deliberazione della Giunta provinciale n. 952 del 11 giugno 2021, ed in particolare con quanto esposto nella sua parte seconda, capitolo 9 ("Pianificazione estensione servizio distribuzione del gas naturale"), paragrafo 2 ("Obiettivi specifici e assunzioni") e al suo richiamato allegato tecnico inerente lo scenario di integrazione dell'idrogeno nella rete gas".

A conclusione dei coordinamenti intercorsi con la PAT finalizzati alla presentazione del piano 2023, la PAT ha formalmente richiesto la trasmissione del piano decennale aggiornato "contestualmente all'invio all'Autorità e al competente Ministero".

Gasdotti Alpinì, nell'ambito dell'attività di coordinamento, ha richiesto taluni dati e informazioni ai distributori che operano sui territori interessati dal Piano. I dati che sono stati forniti sono stati utilizzati quale set informativo unitamente alle altre fonti richiamate nel presente documento.

Per quanto riguarda in particolare il distributore AGS gas, in data 19/12/2023, Gasdotti Alpinì inviava comunicazione allo stesso in merito alle iniziative previste nel piano 2023-2032 con riferimento alla costruzione di una nuova cabina RE.MI nel comune di Arco. Tale Punto di Riconsegna permetterebbe la cessione al distributore AGS Spa di una portata pari a 5.000 Smc/h in ogni regime di funzionamento. Si aggiunge inoltre che il distributore aveva già accolto favorevolmente l'incremento mediante una osservazione al Piano Decennale 2021 e che in data 22/12/2023 rispondeva "in riferimento alla Vs comunicazione del 19/12/2022 trasmessa via PEC, con la presente confermiamo che la previsione di un nuovo punto di riconsegna ad Arco con portata assicurata pari a 5.000 Smc/h indicata nel Vostro piano di sviluppo decennale 2023-2032

sarebbe rilevante per la distribuzione nell'Alto Garda andando anche a migliorare la sicurezza di esercizio con la contro-alimentazione delle reti di distribuzione in essere di Arco e Dro.”

Gasdotti Alpini inoltre ha assicurato il coordinamento con i distributori per la misura e la verifica della stessa in tutti i punti di consegna presenti nei punti terminali delle sue reti: a tal proposito, è stata data evidenza del progetto a Novareti S.p.A. e Giudicarie Gas S.p.A., operanti rispettivamente nella valle dell'Adige e nell'area delle Valli Giudicarie. Entrambe le società hanno reso riscontri favorevoli e non hanno evidenziato incoerenze o criticità rispetto al piano proposto.

## **6 STRUTTURA SOCIETARIA - EXTRA OBBLIGHI**

### **6.1 Compagine societaria, con separata evidenza della struttura dell'azionariato**

La Società Gasdotti Alpini è una Società a Responsabilità Limitata con sede a Rovereto (TN) in Via Manzoni n° 24 (Cap 38068), numero REA TN- 236578, codice fiscale e n° iscrizione al Registro Imprese 02602460228. Il Capitale Sociale è di EURO 10.000 interamente versati.

La Società ha come Socio Unico Dolomiti Energia Holding S.p.A., capogruppo del Gruppo Dolomiti Energia, con sede in Rovereto (TN) Via Manzoni n. 24, capitale sociale Euro 411.496.169,00, interamente versato, codice fiscale 01614640223, numero REA TN-164846.

Quanto alla evidenza della struttura dell'azionariato, Dolomiti Energia Holding S.p.A., possiede il 100% del capitale sociale di Società Gasdotti Alpini srl.

### **6.2 Indicazione di come si presume verrà esercita in futuro l'infrastruttura**

Le infrastrutture previste nel Piano Decennale proposto dalla Società Gasdotti Alpini saranno esercite come infrastrutture regolate.

## 7 STRUTTURA FINANZIARIA

### 7.1 Forme di finanziamento

L'importo complessivo della spesa del presente piano in capo a Gasdotti Alpini ammonta a quasi 112 milioni di euro non attualizzati suddivisi in costi di investimento per il trasporto e costi operativi. Di seguito si riporta lo schema di dettaglio della spesa prevista per i primi cinque anni di piano e il totale di spesa per tutto l'orizzonte temporale del piano.

Interventi	2023	2024	2025	2026	2027	Totale primo quinquennio	Totale Piano
Interventi di sviluppo	-	-	3.544	3.985	13.333	20.862	99.489
Costi operativi	-	-	4	4	71	79	12.367
<b>Totale</b>	-	-	<b>3.548</b>	<b>3.98+9</b>	<b>13.404</b>	<b>20.941</b>	<b>111.856</b>

Tabella 45 - Costo progetto per Gasdotti Alpini (valori espressi in migliaia di euro al lordo degli effetti fiscali)

Nel breve periodo sarà necessario ricorrere a capitale di debito. La holding del gruppo, Dolomiti Energia Holding, possiede il 100% delle quote di Gasdotti Alpini. Gasdotti Alpini porterà a termine il progetto illustrato nel presente Piano tramite l'autofinanziamento, e, via via, anche per merito della generazione dei flussi dal primo momento di operatività dell'infrastruttura in poi.

## 8 RIFERIMENTI

Si riportano di seguito i principali riferimenti utilizzati per la stesura di questo documento.

Ispra (2018), "Fattori di emissione per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia nel 2018".

Legambiente (2019), "Il biometano in Italia, dalle norme ai territori. Tecnologie, gestioni e usi finali", 7.10.2019.

Mise - Ministero dello Sviluppo Economico (2022), "La situazione energetica nazionale nel 2022".

PAT e Aprie (2021), "Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030".

RSE (2020), "Studio RSE: Approvvigionamento energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019".

Snam (2023a), "Criteri Applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto", Documento recante i Criteri applicativi dell'analisi costi benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto di cui all'articolo 4 comma 1 lettera b) dell'Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/Gas dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Snam (2023b), "Criteri Applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto. Appendice Informativa".

Terna (2019), "Documento di descrizione degli scenari 2019".

European University Institute (2021), "A Snapshot of Clean Hydrogen Cost in 2030 and 2050"

