



PROVINCIA AUTONOMA DI TRENTO



TITOLO DELL'ELABORATO

**RELAZIONE ISTANZA VALUTAZIONE ANTICIPATA  
PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLE RETI  
DI TRASPORTO REGIONALE DEL GAS NATURALE  
2021-2030**

Emissione revisione: rev.0

PROPONENTE

**GASDOTTI  
ALPINI**







## INDICE

---

<b>1</b>	<b>Contesto Di Riferimento .....</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Oggetto Dell'istanza Di Approvazione Anticipata .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Elementi tecnici del piano di sviluppo non sovrapponibili con quanto presentato da altri operatori del trasporto.....</b>	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>Analisi Fluidodinamica dell'infrastruttura .....</b>	<b>6</b>
<b>5</b>	<b>Analisi Costi Benefici .....</b>	<b>7</b>
<b>5.1</b>	<b>Benefici e Costi Totali – Parte non sovrapponibili con Piano Retragas .....</b>	<b>7</b>
5.1.1	Quantificazione dei benefici totali .....	7
5.1.2	Quantificazione dei costi totali .....	10
5.1.2.1	Costi di investimento .....	10
5.1.2.2	Costi operativi.....	11
5.1.2.3	Costi della distribuzione.....	12
5.1.3	Ulteriori benefici qualitativi.....	13
<b>5.2</b>	<b>Sostenibilità del piano e indicatori di performance (VAN, B/C, PayBack Period).....</b>	<b>14</b>
<b>5.3</b>	<b>Analisi di sensitività su elementi costitutivi analisi economica.....</b>	<b>15</b>
<b>5.4</b>	<b>Analisi di scenario .....</b>	<b>16</b>
<b>5.5</b>	<b>Potenziali sinergie con la rete di distribuzione esistente .....</b>	<b>16</b>
<b>6</b>	<b>Operazioni di coordinamento con gli altri operatori.....</b>	<b>18</b>
<b>7</b>	<b>ALLEGATI.....</b>	<b>19</b>

## **1 CONTESTO DI RIFERIMENTO**

Gasdotti Alpini S.r.l. (Gasdotti Alpini), Società del Gruppo Dolomiti Energia che intende sviluppare e gestire l'infrastruttura di Trasporto Regionale per le aree attualmente non metanizzate della Provincia Autonoma di Trento, ha presentato nel mese di marzo 2021 il proprio Piano di Sviluppo decennale 2021-2030 (di seguito "Piano decennale 2021"), ai sensi dell'articolo 16, comma 2, del decreto legislativo 93/11, come modificato con legge 115/15.

Il Piano Decennale 2021 depositato è stato pubblicato, congiuntamente con i Piani presentati dagli altri TSO, sul Sito dell'Autorità, sulla base di quanto disposto dall'Autorità con deliberazione 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas, e successive modifiche e integrazioni (di seguito anche solo "delibera n. 468/18").

Le osservazioni pervenute in sede di consultazione hanno confermato l'aderenza del Piano di Sviluppo di Gasdotti Alpini con gli obiettivi di politica energetica della Provincia Autonoma di Trento (PAT), coerentemente con le attività di coordinamento svolte e i dati acquisiti in fase di redazione del Piano di Sviluppo.

Inoltre, l'Analisi Costi Benefici predisposta da Gasdotti Alpini, ai sensi della Delibera 468/18, individua un rapporto benefici/costi ampiamente superiore all'1, a rappresentazione dell'efficacia e l'efficienza del Piano in oggetto per la collettività.

In aggiunta, si deve evidenziare che le tempistiche individuate da Gasdotti Alpini per la realizzazione del Piano di Sviluppo decennale pianificano l'avvio dei lavori già nel corso del 2022: il cronoprogramma proposto è coerente con la pianificazione energetica effettuata dalla PAT e con le esigenze dei territori attualmente non metanizzati.

D'altra parte, come evidenziato dal Documento di coordinamento dei Piani predisposto da Snam Rete Gas S.p.A. per i Piani 2021 e pubblicato sul sito ARERA, si prende atto della parziale sovrapposizione tra il Piano di Sviluppo proposto da Gasdotti Alpini e quello presentato da Retragas S.r.l.

Il processo di valutazione, essenziale per poter concretizzare gli investimenti proposti nel Piano Decennale, non risulta ad oggi completato.

## **2 OGGETTO DELL'ISTANZA DI APPROVAZIONE ANTICIPATA**

Posto quanto sopra, in considerazione delle tempistiche definite nel Piano di Sviluppo predisposto da Gasdotti Alpini, al fine di poter avviare le azioni per la realizzazione degli interventi proposti già nel 2022, si confida che il processo di valutazione del Piano di Sviluppo decennale venga definito nel corso del 2021.

Qualora le tempistiche procedurali e valutative non consentano di concludere il procedimento nel corso del corrente anno 2021, in ogni caso con salvezza della valutazione e auspicata approvazione del Piano Decennale 2021 nella sua interezza anche in un secondo momento, senza che la presente valga in alcun modo a rinuncia o revisione anche parziale del Piano Decennale 2021, la Scrivente richiede che venga comunque valutato e approvato nel corso del corrente anno 2021 il Piano di Sviluppo in oggetto (Istanza di Valutazione Anticipata), in particolare per i soli tratti di rete e Impianti che non si pongono in sovrapposizione con i progetti inclusi nei Piani Decennali di altri operatori del Trasporto gas.

Pertanto, tenendo in considerazione i soli tratti non sovrapponibili e ai soli fini della presente richiesta di Valutazione Anticipata, seguono alcune considerazioni relative alla sostenibilità tecnica ed economica del Piano di Sviluppo decennale 2021-2030 di Gasdotti Alpini.

Si rimarca che la presente istanza è funzionale e coerente con le tempistiche illustrate nel Piano di Sviluppo, in piena coerenza con quelle indicate dalla Provincia Autonoma di Trento nel proprio Piano Energetico Ambientale Provinciale per lo sviluppo delle infrastrutture di Trasporto nelle aree attualmente non servite.

### 3 ELEMENTI TECNICI DEL PIANO DI SVILUPPO NON SOVRAPPONIBILI CON QUANTO PRESENTATO DA ALTRI OPERATORI DEL TRASPORTO

Come esposto in precedenza, gli interventi in progetto nel Piano di Sviluppo decennale 2021 proposto da Gasdotti Alpini risultano in alcune parti sovrapponibili con quanto presentato anche da altri operatori del Trasporto, ed in particolare da Retragas S.r.l.

Tuttavia, la parte consistente del Piano Decennale di Gasdotti Alpini non configura sovrapposizioni e non risulta necessario un ulteriore coordinamento tra gli operatori del Trasporto: si riporta di seguito una vista di sintesi di questa quota parte del Piano con evidenziati i relativi anni di sviluppo atteso.

#### **Piano di Sviluppo di Gasdotti Alpini (parte non sovrapponibile)**

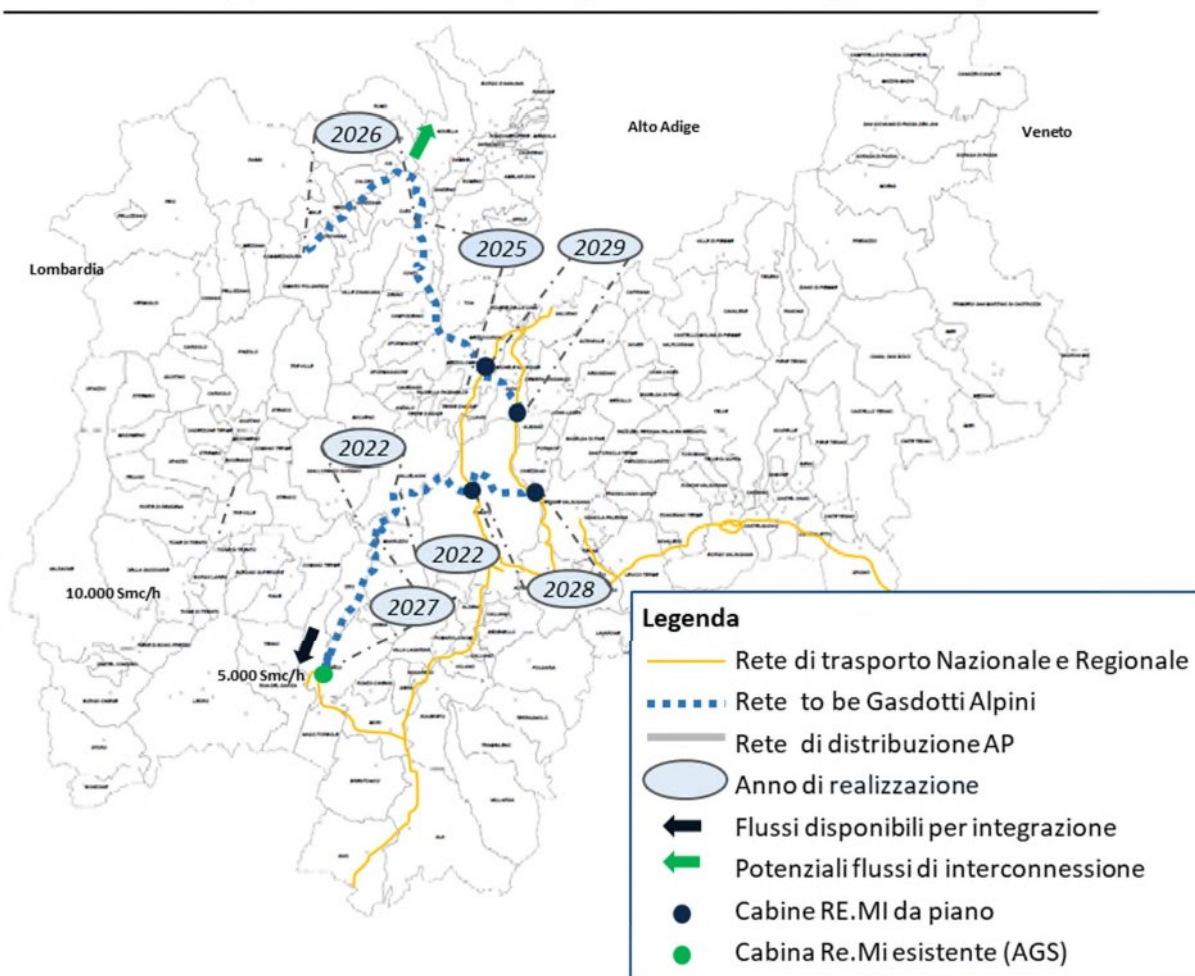


Figura 1

Per facilitare la riconduzione a quanto esposto nel Piano di Sviluppo decennale si riporta l'elenco delle tratte incluse in esso afferenti all'infrastruttura esposta in Figura 1:

- TR.TN.001 – Tratta Trento – Vallelaghi (2022)
- TR.TN.002 – Tratta Vallelaghi – Madruzzo (2022)
- TR.TN.006 – Tratta Mezzolombardo – Cles (2025)



- TR.TN.007 – Tratta Cles – Dimaro (2026)
- TR.TN.008 – Tratta Madruzzo – Arco (2027)
- TR.TN.009 – Tratta Trento – Civezzano (2028)
- TR.TN.011 – Tratta Giovo – Mezzolombardo (2029)

Si evidenzia come l'elenco delle tratte soprariportato deriva da una riflessione effettuata da Gasdotti Alpini che considera non solamente l'eventuale sovrapposizione fisica tra quanto proposto dalla scrivente rispetto a quanto incluso nel Piano di Sviluppo di Retragas ma anche l'eventuale convergenza delle relative finalità: a titolo esemplificativo l'intervento "TR.TN.010 – Tratta Dimaro – M. di Campiglio", presente nel Piano di Sviluppo decennale 2021-2030 presentato da Gasdotti Alpini, non è stato incluso in questo scenario ridotto, poiché volto a raggiungere i medesimi obiettivi di metanizzazione dell'area indicati anche in altri piani. In analogia, anche la tratta TR.TN.004 è stata esclusa dalla presente istanza.

L'approvazione da parte di ARERA di questo set ridotto di interventi non andrebbe quindi a precludere ulteriori e successive valutazioni, anche da effettuarsi negli anni futuri, su interventi sovrapponibili inclusi nei Piani di Sviluppo decennale 2021-2030.

## **4 ANALISI FLUIDODINAMICA DELL'INFRASTRUTTURA**

L'infrastruttura proposta nel Piano di Sviluppo decennale 2021-2030 presenta elevati standard di resilienza, andando a garantire la continuità del servizio in tutti gli scenari di *stress disruption* e di *stress consumption* in tutte le casistiche statisticamente rilevanti.

Anche la proposta dello scenario ridotto qua rappresentato raggiunge elevati standard di resilienza del servizio, in particolare per quanto riguarda gli scenari di *stress consumption*. Per quanto riguarda invece la piena resilienza in caso di *stress disruption* invece è necessaria il completamento dell'intera infrastruttura inclusa nel Piano di Sviluppo decennale 2021-2030 di Gasdotti Alpini.

Il rischio di un mancato anellamento è sostanzialmente dato dalla potenziale interruzione della fornitura a seguito di una dispersione su un punto della rete ad antenna: questo rischio è associato tuttavia ad una probabilità di accadimento molto ridotta, soprattutto per reti di nuova costruzione sviluppate con le migliori tecnologie ad oggi disponibili.

Si auspica comunque la completa magliatura della rete in oggetto, sulla base di quanto già esposto nel Piano di Sviluppo decennale 2021-2030 da parte di Gasdotti Alpini, a valle della definitiva approvazione del Piano nella sua interezza.

## 5 ANALISI COSTI BENEFICI

Come evidenziato in precedenza, l'Analisi Costi Benefici presentata da Gasdotti Alpini nel proprio Piano di Sviluppo decennale 2021-2030 integralmente inteso, presenta un rapporto B/C ampiamente superiore ad 1, andando quindi a denotare una proposta progettuale con una ricaduta ampiamente positiva sulla collettività in tutti gli scenari utilizzati.

In particolare, i benefici attualizzati per la collettività sono 2,528 volte i costi attualizzati (ca. € 458,6 milioni contro ca. € 181,4 milioni,  $B/C=2,528$ ), andando a garantire un overperformance in termini di ricadute positive sulla società, anche rispetto a quanto presentato da Retragas ( $B/C = 1,26$ ).

Ciò posto, anche l'approvazione del Piano Decennale in sede di Valutazione Anticipata e, quindi, escluse le reti in sovrapposizione, risulta estremamente performante. Si riportano le evidenze dell'Analisi Costi Benefici relativa ai soli tratti non sovrapponibili con quanto proposto da altri operatori del trasporto, ossia alla parte d'infrastruttura evidenziata nel paragrafo "3. ELEMENTI TECNICI DEL PIANO DI SVILUPPO NON SOVRAPPONIBILI CON QUANTO PRESENTATO DA ALTRI OPERATORI DEL TRASPORTO".

### 5.1 Benefici e Costi Totali – Parte non sovrapponibili con Piano Retragas

#### 5.1.1 Quantificazione dei benefici totali

La relazione dell'analisi costi benefici di Gasdotti Alpini segue i requisiti indicati dall'ARERA attraverso la delibera n. 468/2018 e successive modifiche e integrazioni.

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.

Per l'identificazione del costo relativo alle differenti fonti energetiche sono stati utilizzati i dati forniti da SNAM nell'appendice dei criteri applicativi relativa all'anno 2021 (Snam 2021b); unicamente per i valori relativi all'anno 2020 si è fatto riferimento all'appendice dei criteri applicativi relativa all'anno 2020. Il costo utilizzato da Gasdotti Alpini è una media dei tre scenari proposti da SNAM ("National Trend", "Business and Usual" e "Centralized"). Tramite interpolazione, è stato stimato il costo per ogni anno dell'orizzonte temporale considerato; 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	2020	2025	2030	2035	2040
Metano	0,020	0,022	0,022	0,023	0,024
Gasolio	0,058	0,066	0,071	0,074	0,076
GPL	0,058	0,066	0,071	0,073	0,076
Biomasse	0,040	0,045	0,048	0,049	0,051

Tabella1 - Costi delle fonti energetiche in €/kwh come forniti dall'Appendice Informativa di Snam ai Criteri Applicativi

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 **€ 184,3 milioni**. Il valore attuale netto del beneficio, utilizzando un tasso di attualizzazione del 4%, sarà di circa **€ 93,4 milioni**.

## 2. Beneficio B3n - Incremento della sicurezza e dell'affidabilità delle forniture in condizioni normali (*stress consumption*)

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 (Madrizzo – Arco, Trento – Vallelaghi). 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 nel punto di uscita di Arco. 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 ENTSOE nel Ten-Year Network Development Plan 2020 (Annex D - Methodology, paragrafo 3.1.4, pag. 29), vale a dire 87,4 €/MWh. 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, con probabilità di accadimento di una volta ogni 20 anni) 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 nel punto di uscita di Arco. Il beneficio dall'incremento della sicurezza in condizioni normali è comunque marginale rispetto agli altri, partecipando ai benefici totali cumulati attualizzati per **€ 392.990**.

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

Questo beneficio, incluso tra quelli ottenibili illustrati nel Piano di Sviluppo decennale 2021-2030 di Gasdotti Alpini, non è applicabile per l'assetto infrastrutturale ridotto illustrato nel presente documento.

Per questo motivo, pur potendo arrivare ad ottenere un effettivo beneficio per la collettività anche per questo aspetto sul medio periodo (a seguito di un'eventuale approvazione del piano 2021-2030 nella sua interezza), Gasdotti Alpini ritiene opportuno non valorizzare questo beneficio per quanto riguarda l'assetto infrastrutturale ridotto, ponendo questo valore uguale a **€ 0**.

### **4. Beneficio B5 – Riduzione esternalità negative derivanti dall'emissione di CO<sub>2</sub>.**

Uno dei vantaggi nell'utilizzo del metano rispetto ad altri combustili 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.

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 permette di quantificare un risparmio di ca. **€ 3,4 milioni** attualizzati complessivi nell'arco piano.

### **5. Beneficio B6 – Riduzione esternalità negative derivanti dall'emissione non di CO<sub>2</sub>**

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
Biomasse	0,065	0,312	0,005	0,312	0,545	0,014

**Tabella 2 - 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 **€ 80,7 milioni** attualizzati.

Non è stata presa in considerazione la riduzione di emissione di gas in atmosfera (c.d. methane leakage) poiché non applicabile alla tipologia di interventi previsti.

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 normative 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.*

## **5.1.2 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.

### **5.1.2.1 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 imprevisti (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.

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 **ca. 41,7 milioni** di euro.

#### **5.1.2.2 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 (3,91 €/m). Per quanto riguarda il costo operativo fisso relativo alla gestione delle REMI, che deve essere stimato puntualmente, è stato calcolato in **4.093 €/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 dei tre scenari proposti da SNAM (National Trend, Business and Usual e Centralized) 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 2 - 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 (0,35 €/m).

In conclusione, nell'orizzonte temporale dell'analisi costi benefici (vale a dire 25 anni), i costi operativi totali attualizzati ammontano a **5,3 milioni** di euro.

### 5.1.2.3 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 **49,9 milioni** di euro attualizzati, anche in questo caso al netto della correzione per gli effetti fiscali.

Inoltre, le reti di distribuzione così ipotizzate sono 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 del PEAP approvato in via definitiva dalla PAT con la delibera n. 952 dell'11 giugno 2021.

### 5.1.3 Ulteriori benefici qualitativi

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 verso i produttori.

Ai sensi del decreto interministeriale sul Biometano datato 2 marzo 2018, il produttore di biometano può richiedere la connessione alle reti della distribuzione e del trasporto del gas metano. Tali richieste dovranno essere obbligatoriamente accettate dal trasportatore ai sensi delle disposizioni contenute nel proprio Codice di Rete. Gasdotti Alpini, nella stesura del suo Codice di Rete, descrive le procedure sottese al collegamento sopra menzionato. È fatta comunque salva la possibilità del produttore del biometano di realizzare in proprio le opere propedeutiche alla successiva connessione.

Con riferimento al Trentino, Gasdotti Alpini darebbe impulso all'utilizzo del biometano nella provincia (da sempre particolarmente attenta al tema della sostenibilità), garantendo nuovi punti di immissione con la sua infrastruttura. Si evidenzia, inoltre, che in Trentino esistono già diverse realtà che si occupano di produzione di biometano e tale numero è destinato ad aumentare. Infatti, il Piano Energetico Ambientale Provinciale ("PEAP") identifica nel biometano una componente importante della strategia di decarbonizzazione e, nella sezione II capitolo 12, stima una produzione potenziale di biogas nel territorio trentino compresa tra 1.500.000 e 2.500.000 Nm<sup>3</sup>/anno. Di questi valori, una quantità compresa tra 800.000 e 2.200.000 Nm<sup>3</sup>/anno è sviluppabile nei territori direttamente

coinvolti dal Piano. Inoltre, il presente Piano agisce in maniera indiretta su tutta la quantità prodotta nella provincia, 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, in coerenza con il Piano energetico Ambientale Provinciale 2021-2030. 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).

## 5.2 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 **€ 80.907.976**. I costi di investimento per il Trasporto sono ripartiti su un arco temporale di 10 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 **1,837** 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 2035.

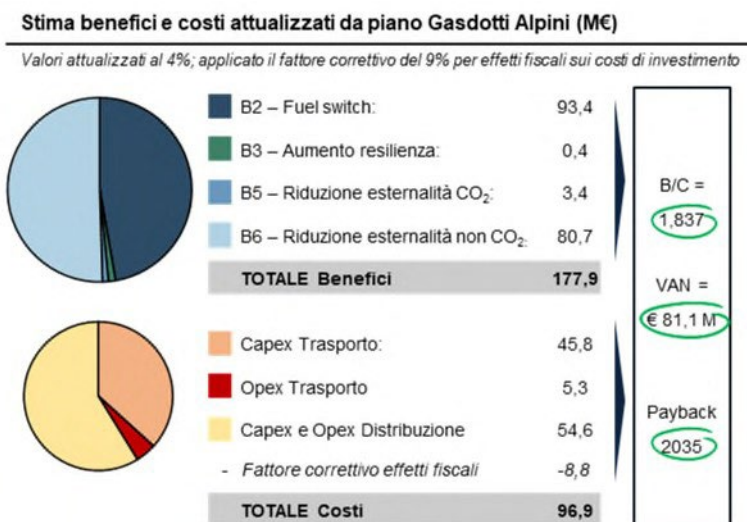


Figura 2

### 5.3 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 VANE.

Sono stati analizzati i costi di investimento e i costi operativi. La variazione dell'1% di nessuno di questi tre fattori causa una variazione del VANE 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 VANE riporta un valore pari a zero.

Fattore potenzialmente critico	Variazione fattore	Variazione VAN	Esito
Costi di investimento	+1%	- 0,51%	Non critico
Costi operativi	+1%	- 0,1%	Non critico

Tabella 43 - 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. Ipotizzando di traslare nel tempo l'intero piano, posticipando l'anno di entrata in esercizio delle due tratte e, a cascata, tutte le altre, un VANE nullo verrebbe raggiunto solo con una posticipazione di almeno otto 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	2030

Tabella 54 - Identificazione dello switching value per l'anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura

## 5.4 Analisi di scenario

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, vale a dire il "Business as Usual" (BAU), il "Centralized" (Cen) e il "National Trend" (NT). 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	BAU	Cen	NT
<b>B/C</b>	1,634	1,693	2,183
<b>VAN</b>	61.451.979 €	67.158.811 €	114.622.730 €

Tabella 5 - Indicatori economici negli scenari Business as Usual (BAU), Centralized (Cen) e National Trend (NT).

## 5.5 Potenziali sinergie con la rete di distribuzione esistente

Il Piano, anche per quanto riguarda i soli tratti di rete e Impianti di interesse ai fini della sua Valutazione Anticipata, propone uno sviluppo di nuove infrastrutture funzionale alla estensione del servizio ed alla sua "messa in sicurezza" che ricalca solo in parte quello che potrebbe essere l'assetto nel lungo termine: infatti oltre all'opera di metanizzazione proposta, possono essere considerate anche le reti di alta pressione già esistenti.

Planimetrie delle reti in Alta Pressione nella Provincia di Trento

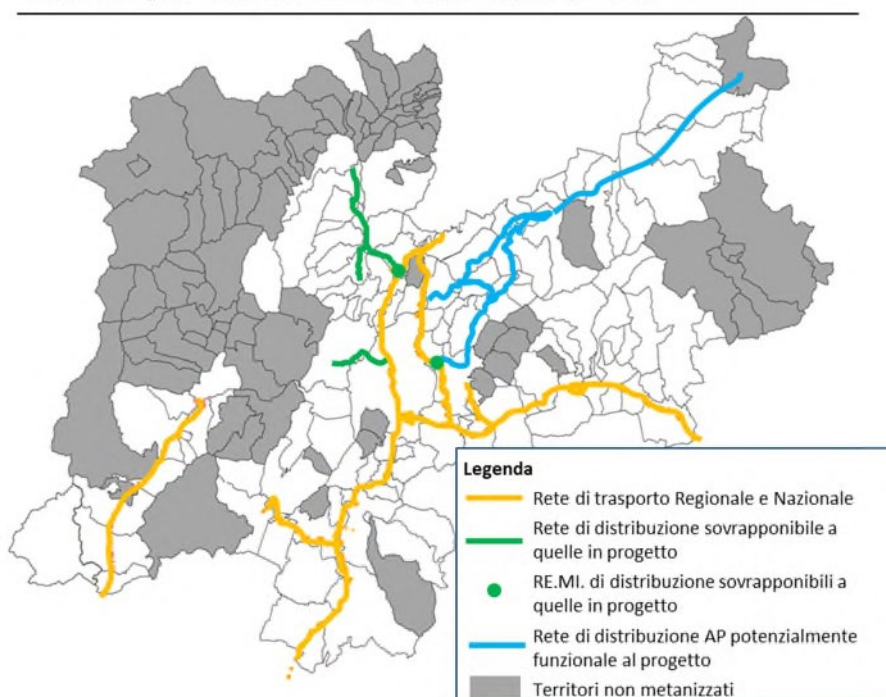


Figura 2 - Reti in alta pressione attualmente presenti nella provincia di Trento

Gasdotti Alpini ha individuato due possibili opportunità di integrazione del presente Piano che possono portare all'assetto infrastrutturale di lungo termine con un ulteriore aumento dei benefici per la collettività. Infatti, entrambe le opportunità prevedono di sfruttare a pieno le sinergie con le reti di distribuzione in alta pressione di 3° specie attualmente presenti nel Trentino, che sono rappresentate nell'immagine precedente.

Le due opportunità, non mutualmente esclusive ma anzi complementari, sono:

- 1) Riclassificazione delle infrastrutture di distribuzione del Trentino occidentale (rappresentate in verde nell'immagine).
- 2) Integrazione delle infrastrutture di distribuzione del Trentino orientale (rappresentate in celeste nell'immagine).

La prima opportunità prevede che i due tratti di rete di Mezzolombardo - Cles e di Trento - Vallelaghi e le due RE.MI di Mezzolombardo e Civezzano vengano riclassificati da infrastrutture di Distribuzione a infrastrutture di Trasporto. In questo modo, Gasdotti Alpini non dovrebbe costruire ex novo la tratta di Mezzolombardo - Cles né le due RE.MI. e dovrebbe limitarsi ad effettuare il raddoppio del tubo della tratta già esistente di Trento - Vallelaghi, con un risparmio di quasi 12M € di investimento (non attualizzati).

La seconda opportunità prevede l'integrazione dinamica della rete in terza specie che alimenta le Valli di Fiemme e Fassa. L'integrazione dinamica rappresenta la possibilità di esercire il punto di interconnessione tra la rete di trasporto e la rete di distribuzione (entrambi in 3° specie) in modo bidirezionale, consentendo quindi sia l'integrazione della capacità verso la periferia, permettendo l'estensione del servizio da Campitello a Canazei e raggiungendo un potenziale di 1.732 utenze, sia il trasferimento di future produzioni di green gas dalle periferie delle valli ai centri di consumo di Trento e Rovereto.

Questa seconda opportunità garantirebbe perciò un'ulteriore ridondanza della rete e il pieno raggiungimento della "superstrada dell'energia" all'interno del territorio Trentino.

Come è evidente, la combinazione delle due opportunità comporterebbe il beneficio maggiore: infatti in tal modo si risparmierebbero alla collettività i costi di realizzazione della tratta Mezzolombardo - Cles e delle due cabine RE.MI. di Mezzolombardo e Civezzano, parte dei costi di realizzazione della tratta Vallelaghi - Trento e, inoltre, si consentirebbe la metanizzazione dell'area di Canazei.

Si stima che, applicando queste due opzioni nello scenario infrastrutturale ridotto esposto in questo documento, il VAN del progetto ammonterebbe a 90.897.425 € con un payback period di 15 anni e un rapporto B/C di 2,044.

## **6 OPERAZIONI DI COORDINAMENTO CON GLI ALTRI OPERATORI**

Richiamati i contenuti del paragrafo 5 del Piano di Sviluppo Decennale 2021 già depositato, nonché le osservazioni presentate in sede di consultazione e le controdeduzioni, nonché il Documento di coordinamento dei Piani, predisposto da Snam Rete Gas S.p.A. ai sensi del comma 4.1, lettera a), delibera n. 468/2018 e ss. modifiche e integrazioni, si precisa che gli Impianti soggetti alla Valutazione Anticipata non presentano sovrapposizione con reti in progetto da parte di altri Trasportatori.

**Si allega alla presente la lettera ricevuta dalla Provincia Autonoma di Trento, ad ulteriore conferma delle relative osservazioni, in particolare con riferimento alle reti e agli Impianti che non presentano sovrapposizioni e per i quali viene richiesta la presente Valutazione Anticipata.**

## 7 ALLEGATI

Lettera, e relativo allegato, ricevuti dalla Provincia Autonoma di Trento, ad ulteriore conferma delle relative osservazioni presentate in sede di consultazione, in particolare con riferimento alle reti e agli Impianti che non presentano sovrapposizioni e per i quali viene richiesta la presente Valutazione Anticipata:

- Lettera APRIE (Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia) della Provincia Autonoma di Trento: file *2021.11.23\_risposta Gasdotti\_rev Bos\_\_.pdf.P7M*
- Allegato alla lettera di APRIE: file *PEAP sezione 2 capitolo 12 Pianificazione gas naturale.pdf*





**Gasdotti Alpini srl**

Via Manzoni, 24 – 38068 ROVERETO (TN)

Tel. +39 0464 456111

E-mail : [info@cert.gasdottialpini.it](mailto:info@cert.gasdottialpini.it)

[www.gasdottialpini.it](http://www.gasdottialpini.it)