Società Gasdotti Italia S.p.A.

PIANO DECENNALE
DI SVILUPPO
2020/2029

PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO GAS NATURALE 2020-2029

Redatto ai sensi del D.Lgs. 93/2011 come modificato dalla Legge 115/15 del 29/07/2015

Sommario

1 INTRODUZIONE 1
1.1 Piano Decennale ed Obiettivi di Politica Energetica 1
1.2 Previsioni della Domanda e Offerta di gas 2
1.3 Ruolo di SGI e coerenza del Piano con gli Obiettivi di Politica Energetica 2
2 DESCRIZIONE RETE TRASPORTO SGI 5
2.1 La rete di trasporto SGI 5
2.2 Caratteristiche e utilizzo della rete di trasporto SGI 6
2.2.1 Livello di utilizzo della rete di trasporto SGI 7
2.2.2 Criticità presenti e future della rete di trasporto SGI 8
3 PIANO DI SVILUPPO DECENNALE SGI 11
3.1 Linee guida 11
3.2 Valutazione dei progetti di sviluppo infrastrutturale 13
3.2.1 Criteri Progettuali 14
3.2.2 Stima costi 14
3.2.3 Analisi Costi Benefici 14
3.3 Capacità di trasporto incrementale del Piano con riferimento ai vincoli di esercizio della rete 16
3.4 Coordinamento con altri Gestori di rete ed Operatori interconnessi 16
3.5 Piano di sviluppo decennale 17
3.5.1 Progetti del primo triennio (2020– 2022) 17
3.5.2 Progetti a medio e lungo termine (2023+) 19
3.5.3 Progetti di mantenimento in sicurezza e allacciamenti 20
3.5.4 Altri investimenti 21
3.6 Il Piano nel contesto comunitario e dei Piani di Sicurezza di Approvvigionamento 22
4 INVESTIMENTI E STRUTTURA FINANZIARIA 25
4.1 Investimenti programmati 25
4.2 Struttura finanziaria 25
5 ALLEGATI 28
5.1 Schede progetti e Analisi Costi-Benefici 28
5.2 Tabella sintetica progetti 40
APPENDICE - Investimenti per l'Innovazione 41
Glossario 43

1 – INTRODUZIONE

1 INTRODUZIONE

Il presente documento riprende e, ove opportuno, rielabora, i contenuti dei precedenti piani di sviluppo decennali che S.G.I. S.p.A. (SGI) ha redatto a partire dal piano 2014-2023 per il quale la Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche (DGSAIE) del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) ha già trasmesso con comunicazione del 25 Maggio 2016 la valutazione di propria competenza ai sensi del d.lgs 93/2011 e s.m.i. .

Il piano è stato rielaborato ai sensi dell'Allegato A della deliberazione dell'ARERA 468/2018/R/GAS e dei Criteri Applicativi[1] della metodologia Analisi Costi Benefici approvati con delibera 230/2019/R/GAS.

1.1 Piano Decennale ed Obiettivi di Politica Energetica

Il piano di sviluppo della rete SGI ("Piano") è stato concepito nel quadro dei vigenti indirizzi di politica energetica al fine di concorrere al raggiungimento degli obiettivi ivi delineati che qui richiamiamo:

1. **Decarbonizzazione** – Contribuire al raggiungimento degli obiettivi di Sviluppo Sostenibile di lungo termine considerando il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050. Per il settore gas si traduce nel favorire la sostituzione con il gas naturale dei combustibili a più elevate emissioni, ridurre l'impatto ambientale delle attività di trasporto gas e concorrere alla realizzazione della Transizione Energetica.
2. **Efficienza energetica** – promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese.
3. **Sicurezza e flessibilità** - Rafforzare la sicurezza, la continuità e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas, gestire la variabilità di flussi e le punte di domanda di gas.
4. **Competitività e Mercato Interno dell'energia** - Ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, con un graduale allineamento ai prezzi europei. Per il settore gas si traduce in un allineamento dei prezzi del gas a quelli dei principali Paesi europei, creando un mercato liquido e concorrenziale.
5. **Ricerca, innovazione e competitività** - Accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione che, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda, sviluppino soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità delle forniture - comprese quelle per l'accumulo di lungo periodo dell'energia rinnovabile.

I principali interventi contenuti nel presente Piano prevedono una modernizzazione o potenziamento della rete SGI integrato nella rete nazionale dell'Impresa Maggiore.

Nel Piano, pertanto, si possono individuare le seguenti priorità:

- supportare lo sviluppo di nuova capacità di modulazione;
- contribuire al processo di decarbonizzazione;
- incrementare le capacità d'interconnessione e di controflusso fra le reti;

[1] I Criteri Applicativi, proposti da Snam e approvati da ARERA, definiscono i dettagli metodologici da utilizzare per l'analisi economica dei costi e dei benefici degli interventi, i criteri di valorizzazione dei benefici, i criteri di stima dei costi, le modalità di trattamento delle incertezze, le modalità di rappresentazione dei requisiti minimi informativi di intervento e delle principali fasi di avanzamento, i criteri di analisi della domanda di servizi infrastrutturali e dell'offerta nonché il contenuto specifico e la struttura del rapporto di monitoraggio.

- diversificare ulteriormente le fonti di approvvigionamento con incremento capacità d'importazione.

1.2 Previsioni della Domanda e Offerta di gas

Per gli scenari di domanda e offerta di gas si è fatto riferimento agli Scenari 2019 sviluppati congiuntamente da Snam e Terna che prevedono una domanda di gas al 2030 fino 80 Mld m^3 ed un incremento della punta termoelettrica la cui variabilità aumenta con lo sviluppo delle fonti di generazione rinnovabile non programmabile pari a 461 Mln m^3 [2].

Dal lato della domanda il raggiungimento dei target prefissati richiederà la diffusione di tecnologie a basse emissioni nei trasporti (quindi auto a CNG) e per quanto riguarda l'offerta gli obiettivi di decarbonizzazione rendono necessaria la progressiva penetrazione di crescenti quantità di gas verde e quindi di biometano con previsioni fino a 8,1 mld m^3 al 2030.

	2025				2030			
Scenari	**BAU**	**CEN**	**DEC**	**PNIEC**	**BAU**	**CEN**	**DEC**	**PNIEC**
Gas totale (mld m^3)	**75,9**	**77,5**	**73,7**	**70,0**	**79,6**	**73,5**	**68,6**	**62,0**
Gas naturale (mld m^3)	75,9	74,6	72,6	70,0	79,6	65,2	64,8	61,0
Gas verdi (mld m^3)	0	3	1,1	0	0	8,3	3,7	1
Biometano	0	3	1,1	0	0	8,1	3,7	1
Idrogeno		0	0	0	0	0,2	0	0
Punta domanda gas (mln m^3/giorno)	**467**	**458**	**451**	**n.d.**	**461**	**429**	**423**	**n.d.**

Tabella 1 – Domanda e Offerta di Gas Naturale secondo gli Scenari Congiunti Snam-Terna

1.3 Ruolo di SGI e coerenza del Piano con gli Obiettivi di Politica Energetica

SGI opera nel trasporto gas dagli anni '60, in questi anni ha gradualmente sviluppato una rete di trasporto, descritta in dettaglio nelle sezioni seguenti. Negli ultimi 10 anni SGI ha intrapreso un estensivo programma di revamping della propria rete che ha comportato l'investimento di circa 400 Mil € per la realizzazione di 400 km di nuove condotte, principalmente in affiancamento a reti esistenti, e l'installazione di apparati di regolazione, misura e controllo.

Alla luce del contesto macroeconomico sopra delineato, SGI ha elaborato il proprio programma di investimenti che, nell'ambito della propria estensione territoriale focalizzata nel centro Italia, supporta il raggiungimento degli obiettivi di politica energetica secondo questi specifici aspetti:

1. **Sicurezza e Flessibilità**: questo è l'obiettivo più rilevante per il piano SGI nel breve termine, i progetti mirano ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e l'affidabilità delle forniture sul mercato domestico con l'aumento delle capacità di picco e lo sviluppo di capacità di controflusso. Maggiori dettagli sulla rilevanza dei progetti qui presentati rispetto ai Piani di Emergenza e di Azione Preventiva emanati dal MiSE sono contenuti nella successiva sezione 3.6.
2. **Decarbonizzazione**: la maggior capacità di gestione dei flussi e punte di domanda gas variabili conseguenti allo sviluppo delle infrastrutture gas previsto nel piano SGI è un fattore abilitante per consentire l'integrazione di quantità crescenti di FER nel mix di generazione. Inoltre l'avvio su base sperimentale di processi di conversione in gas dell'energia da FER per l'immissione nella rete SGI (e.g. Power to Gas) potranno aprire delle concrete prospettive per un'accelerazione della Transizione Energetica nell'ambito di una maggior integrazione fra reti elettrica e gas.

[2] Tali valori si riferiscono allo Scenario Business as Usual. Il documento completo è disponibile al seguente percorso https://download.terna.it/terna/DDS%202019%2010%2015_8d7522176896aeb.pdf

Inoltre la crescita dell'utilizzo di gas nel mercato del trasporto (metano per auto, e GNL) contribuisce agli obiettivi nazionali di decarbonizzazione. Tale obiettivo è particolarmente rilevante nel contesto della metanizzazione della Sardegna in quanto tale iniziativa permetterà la sostituzione dei combustibili fossili più inquinanti attualmente in uso con il gas metano.

3. **Competitività**: le attività di SGI sul continente contribuiscono solo indirettamente a raggiungere questo obiettivo, considerato che il trasporto pesa per circa il 4% del costo del gas per l'utente finale. Il piano di metanizzazione della Sardegna invece contribuirà decisamente a ridurre il costo del gas nella Regione creando le condizioni per una ripresa dell'attività industriale.

Il programma d'investimenti di SGI si articola su due direttrici maggiori:

1. portare a termine il processo di revamping e/o di completamento della propria rete nazionale particolarmente lungo la costa medio adriatica, realizzando un sistema integrato con i campi di stoccaggio in esercizio, ampliando le interconnessioni con l'Impresa Maggiore di Trasporto, così da apportare nuova capacità di trasporto bidirezionale del gas (nord-sud-nord), per un flusso incrementale di circa 5 Mil Sm^3 giorno.
2. realizzare in Sardegna, attraverso la propria partecipata Enura Spa, un sistema energetico integrato, aperto e su scala regionale, che colleghi i bacini di consumo con tutti i punti di approvvigionamento di LNG secondo modi e tempi coerenti con lo sviluppo di quest'ultimi.

Per le motivazioni sopra esposte, il Ministero dello Sviluppo Economico, nel corso della valutazione di propria competenza dei Piani Decennali SGI 2014-2023 e 2015-2024 svolta ai sensi del d.lgs 93/2011, ha concluso considerando che "*tutti i progetti*[3] *presentati da Società Gasdotti Italia risultano coerenti con la Strategia Energetica Nazionale sia in termini di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, in quanto volti a rendere disponibile il gas naturale in aree attualmente non servite da tale combustibile, sia in termini di incremento della qualità del servizio nei confronti dell'utenza*;" (comunicazione del 25 Maggio 2016, prot. 14264, della DGSAIE del MiSE).

[3] Si precisa che i progetti contenuti nei Piani Decennali SGI 2014-2023 e 2015-2024 oggetto di suddetta comunicazione erano: Metanodotti Paliano Busso e Cellino S.Marco 2° tronco, nel frattempo completati ed in esercizio; Metanodotti Larino Chieti e San Marco Recanati presenti nel corrente Piano.

2 – DESCRIZIONE RETE TRASPORTO SGI

2 DESCRIZIONE RETE TRASPORTO SGI

2.1 La rete di trasporto SGI

Il sistema di trasporto SGI è un insieme di gasdotti in alta pressione che si sviluppano per oltre 1600 Km con tubazioni di diametro variabile tra i 2" e i 20" e comprende:

- la rete in Area Est denominata "ex Cellino" in territorio marchigiano-abruzzese;
- la rete in Area Ovest denominata "ex SGM" (dal nome della Società originariamente proprietaria di tale infrastruttura) che si estende dal Lazio fino alla Puglia attraverso il Molise e un piccolo tratto in Campania;
- il gasdotto di Collalto (in Veneto, provincia di Treviso);
- la rete di Garaguso (in Basilicata);
- la rete di Cirò (in Calabria);
- la rete di Comiso (in Sicilia, provincia di Ragusa).

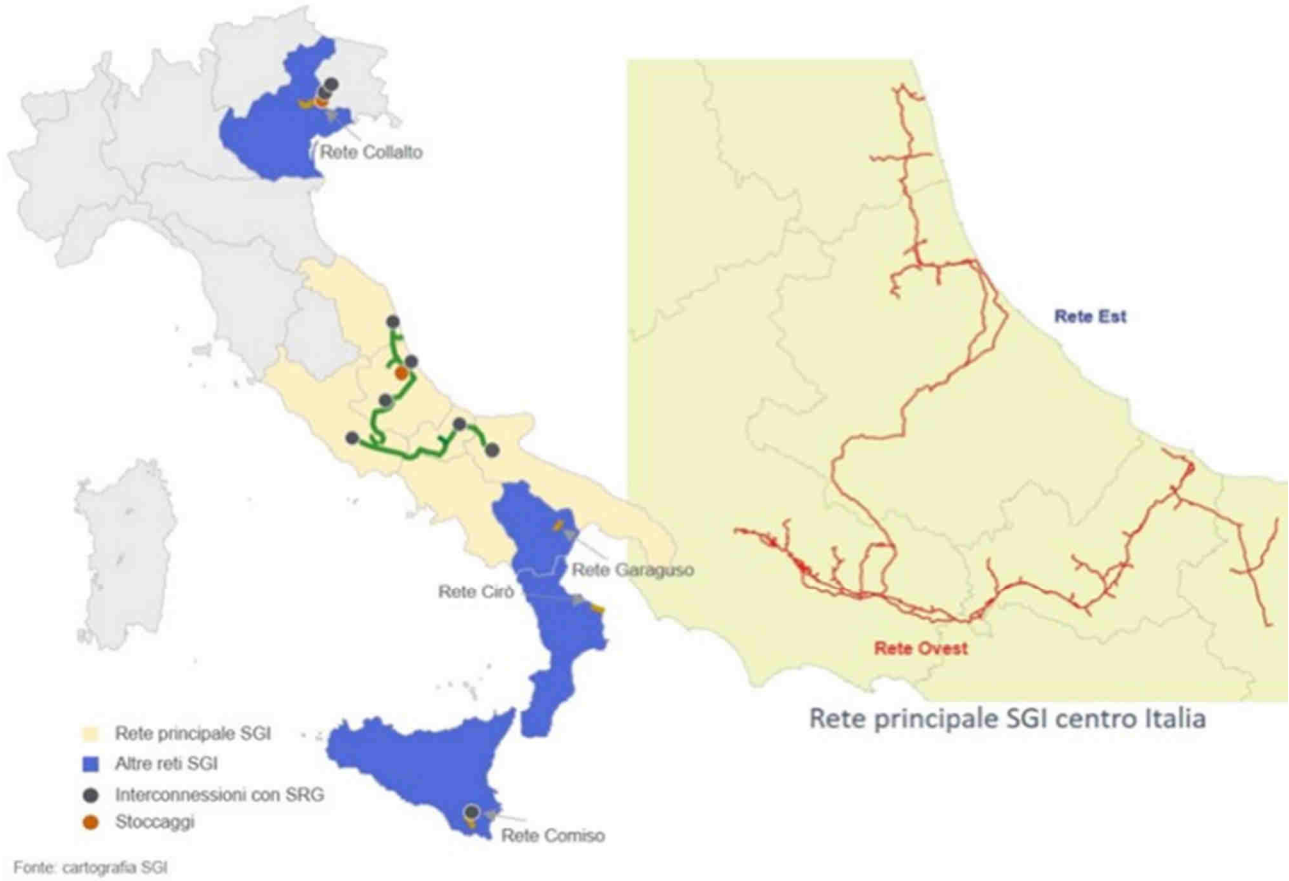


Figura 1 - presenza cartografica rete S.G.I.

Il sistema complessivo (Figura 1) è interconnesso con centrali di produzione di gas naturale, con gli stoccaggi di proprietà di Edison Stoccaggio, in 9 punti con la rete nazionale di proprietà di Snam Rete Gas e, infine, con reti di piccola entità di proprietà di consorzi per lo sviluppo industriale delle aree di Venafro-Isernia e Termoli.

La rete SGI, come meglio dettagliato nei paragrafi successivi, è costituita da alcune dorsali di metanodotti inseriti in rete nazionale (RNG) e per la parte restante da metanodotti e allacciamenti regionali (RRG); la rete nazionale di SGI è completamente interconnessa e integrata con la rete di Snam Rete Gas nel sistema di rete nazionale (Figura 2).

2.2 Caratteristiche e utilizzo della rete di trasporto SGI

Figura 2 - gasdotti S.G.I. inseriti in rete nazionale

I dati significativi della rete SGI sono:

- 9 punti d'interconnessione con la rete di trasporto nazionale Snam Rete Gas
- 11 punti di entrata da campi di produzione nazionali con i principali operatori del settore (Eni, Edison, Società Adriatica Idrocarburi e Gas Plus Italia)
- 2 punti di interconnessione con siti di stoccaggio (Edison Stoccaggio)
- una media di circa 1 Mld di Sm^3 all'anno di gas naturale trasportato nell'ultimo triennio
- 1649 km di Rete dei gasdotti in esercizio a fine 2018 di cui: circa 603 km di rete nazionale e circa 1046 km di rete regionale
- 307 Punti di Riconsegna a utenze industriali, termoelettriche e reti di distribuzione urbana (nella Figura 3 e nella Figura 4 e il dettaglio delle aree principali)

Principali caratteristiche rete Area Est e Area Ovest:

- 6 punti d'interconnessione con Snam Rete Gas
- 1 punto di entrata da Stoccaggio Edison Cellino
- 3 punti di entrata da produzioni Edison
- 2 punti di entrata da produzione Adriatica Idrocarburi
- 1 punto di entrata da Gas Plus

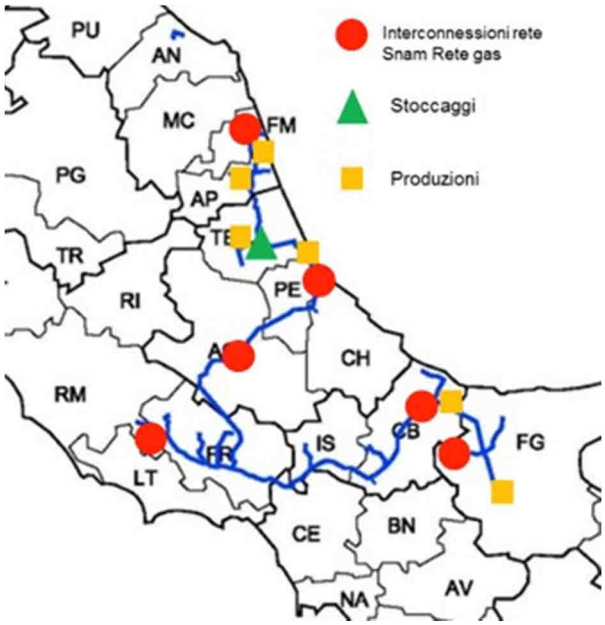


Figura 3 - rete Area Ovest e Area Est (metanodotti e impianti principali)

Principali caratteristiche rete Collalto:

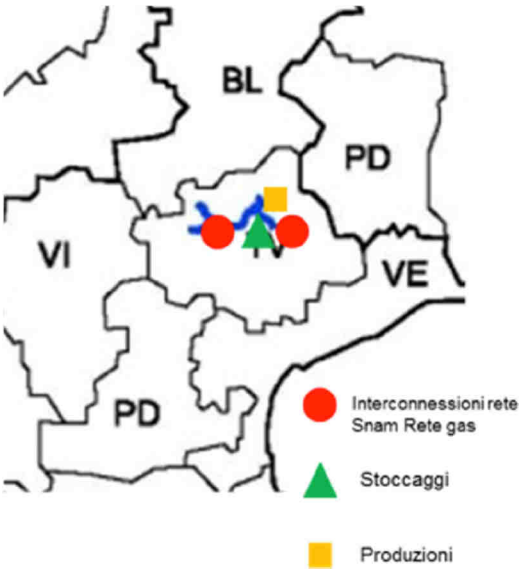


Figura 4 - rete Collalto (metanodotti e impianti principali)

- 2 punti d'interconnessione con Snam Rete Gas
- 1 punto di entrata da Stoccaggio Edison Collalto
- 1 punto di entrata da produzioni Edison
- 5 punti di riconsegna a reti di distribuzione Ascopiave

2.2.1 Livello di utilizzo della rete di trasporto SGI

L'utilizzo della rete nell'ultimo triennio (2016-2018), con riferimento alle capacità di trasporto ed effettivamente utilizzate, è riportato nelle tabelle seguenti.

La capacità di trasporto nell'anno termico 2018 – 2019, relativa ai punti di ingresso della rete SGI interconnessi con SRG, massima effettivamente utilizzabile, in base alle pressioni di consegna ed esercizio ed ai limiti infrastrutturali, è pari a 13,38 milioni di metri cubi/giorno. In aggiunta alle capacità sopra descritte, sono disponibili capacità di trasporto ai punti di entrata delle produzioni nazionali per un totale di 0,5 milioni di metri cubi/giorno.

	CAPACITA' DI TRASPORTO IN INGRESSO DA CONTRATTI RETE A.T. 2018-2019	CAPACITA' DI TRASPORTO IN INGRESSO EFFETTIVA RETE A.T. 2018-2019	CAPACITÀ MASSIME UTILIZZATE NEL PERIODO 2016-2018		
	Migliaia di Sm³/g	*Migliaia di Sm³/g*	*Migliaia di Sm³/g*		
PUNTO DI INGRESSO	**A.T. 2018 - 2019**	**A.T. 2018 - 2019**	**2016**	**2017**	**2018**
INTERCONNESSIONI CON SRG (Reti Centro Italia)	**15.900,0**	**11.800,0**	**8.119,4**	**6.707,9**	**6.428,5**
Interconnessione di Pineto	2.000,0	0	1.441,6		
Interconnessione di San Marco	800,0	200,0	476,8	73,4	116,4
Interconnessione di Paliano	2.500,0	2.500,0	1.870,1	1.324,1	1.587,3
Interconnessione di Ponte Fago	2.200,0	2.200,0	1.530,6	1.334,6	1.492,7
Interconnessione di Castel di Ieri	7.200,0	6.500,0	2.493,3	3.491,9	2.280,0
Interconnessione di Castelnuovo della Daunia	1.200,0	400,0	306,9	483,9	952,1
INTERCONNESSIONI CON SRG (altre reti)	**3.480,0**	**550,0**	**373,2**	**342,6**	**526,5**
Interconnessione di Collalto (CN6)	2.500,0	200,0	219,4	241,0	250,6
Interconnessione di Maser	800,0	300,0	122,8	79,6	253,3
Interconnessione di Ragusa	180,0	50,0	30,9	21,9	22,5
HUB STOCCAGGIO EDISON (EROGAZIONE)	**5.719,0**	**2.100,0**	**830,0**	**790,1**	**789,9**
Collalto*	3.619,0	0			
Cellino	2.100,0	2.100,0	830,0	790,1	789,9
*** chiusa**					
PRODUZIONI NAZIONALI (Reti Centro Italia)	**1.645,2**	**280,0**	**253,1**	**204,4**	**204,3**
Centrale S.Giorgio Mare	230,0	80,0	54,1	53,4	40,4
Centrale Carassai	65,0	0			
Centrale Grottammare	100,0	0			
Centrale Capparuccia	800,0	0	23,6		
Centrale Cellino	162,5	100,0	40,6	36,9	32,2
Centrale Larino	100,0	100,0	42,9	37,7	58,4
Centrale Reggente	79,5	0	20,2		
PRODUZIONI NAZIONALI (Altre reti)	**54,1**	**41,6**	**35,8**	**38,2**	**36,7**
Centrale Cirò	3,5	0	-	-	-
Centrale Comiso	32,0	30,0	28,9	28,6	29,5
Centrale Garaguso	1,6	1,6	1,3	3,6	1,4
Centrale Conegliano	17,0	10,0	5,6	6,0	5,8

Tabella 2- capacità di trasporto utilizzate

2.2.2 Criticità presenti e future della rete di trasporto SGI

Con riferimento ai dati di trasporto e alle previsioni (riferita ai dati di "picco", ovvero la massima portata oraria prevista), la criticità relativa alla riduzione della pressione operativa e quindi della capacità di trasporto della rete della zona Area Est-Cellino è stata parzialmente risolta con l'entrata in esercizio del metanodotto Cellino-San Marco II. La successiva realizzazione dei metanodotti lungo la costiera adriatica metterà a disposizione del sistema tutta la capacità di trasporto aggiuntiva pianificata.

In termini più generali le criticità più significative del sistema sono determinate dall'espansione urbana in alcuni tratti (in particolare le aree periferiche di Pescara e la zona di Frosinone) che rende necessario ridurre le pressioni di esercizio viste le minori distanze dai nuclei abitativi e, di conseguenza, della capacità di trasporto ed in particolare della capacità di punta nei prossimi anni sulle due dorsali principali: il tratto dal Molise alla provincia di Roma e il tratto tra le provincie di Teramo e Fermo.

Le altre criticità sono legate a fattori di obsolescenza della rete, ove diversi tratti risalgono agli anni ’60 e, per mantenere le condizioni di sicurezza, si prevede un programma pluriennale di mantenimento delle condizioni di sicurezza della rete suddiviso in fasi ed adeguato alle caratteristiche dei singoli tratti, in particolare:

- Fase di downgrading: laddove le condizioni operative lo consentano, sono previsti una serie di declassamenti in 2° e 3° specie, al fine di prolungare la vita operativa delle condotte;
- Fase di sostituzione: nei casi in cui le condotte presentano un invecchiamento che espone a rischio importante e non sia possibile o non sia consigliabile effettuare il downgrading si opererà l’integrale sostituzione delle condotte; la sostituzione sarà effettuata per le condotte sottoposte a downgrading al termine del periodo di vita utile incrementale stimato;
- Fase di rifacimento/rinnovamento: nei casi in cui non sia possibile la semplice sostituzione (p.es. per effetto dell’urbanizzazione) il programma di mantenimento prevede di rimpiazzare le condotte adottando tracciati diversi o varianti rispetto alla collocazione della condotta in esercizio

In prospettiva è previsto anche l’incremento delle oscillazioni infragiornaliere di consumi di gas causate dal progressivo accrescimento della produzione intermittente e non programmabile da FERNP, che renderà indispensabile disporre di una ampio margine nella capacità oraria disponibile del sistema.

Sull’area est sono in costruzione gli interventi pianificati lungo la costiera medio adriatica (sistema integrato Larino – Recanati) con l’obiettivo di:

- evitare l’insorgere di congestioni e rendere la rete adeguata a sopportare l’eventuale interruzione per default della principale interconnessione;
- completare un corridoio nord-sud che consentirà il transito di flussi di gas bidirezionali;
- soddisfare nuove richieste di allaccio in particolare per immissioni di biometano, prelievi per autotrazioni e consumi industriali;

Tali flussi saranno funzionali anche a contribuire a eventuali riassetti di rete operati dall’Impresa Maggiore di Trasporto necessari per gestire situazioni di emergenza climatica e/o di approvvigionamento, anche in relazione a possibili ulteriori interventi di riduzione della pressione operativa nella tratta Ravenna-Recanati.

3 – PIANO DI SVILUPPO DECENNALE SGI

3 PIANO DI SVILUPPO DECENNALE SGI

3.1 Linee guida

In questi ultimi anni SGI ha realizzato un importante programma di investimenti al fine di sviluppare, potenziare e rinnovare la propria rete di trasporto.

In continuità con il suddetto programma, il piano si basa sulle seguenti priorità:

- rafforzare e garantire la sicurezza del servizio offerto, migliorandone flessibilità e qualità, attraverso il completamento dei progetti per il potenziamento delle capacità di punta e la magliatura della rete.
- aumentare l'integrazione e l'interconnessione della rete di trasporto SGI con operatori diversi (Stoccaggi, Produzione, eventuali Terminali GNL).
- completare i nuovi progetti lungo la costiera adriatica per migliorare l'integrazione, l'efficienza e la sicurezza del sistema.
- contribuire al sistema gas italiano, per la gestione degli scenari di emergenza, favorendo la realizzazione di nuova capacità di trasporto bidirezionale del gas, anche con la costruzione di una o più centrali di compressione.
- realizzare nuove reti regionali, soprattutto in aree di nuova metanizzazione
- dimostrare il ruolo che la rete gas può svolgere in un sistema energetico decarbonizzato assorbendo l'energia da FER in eccesso mediante conversione in altri gas.

I principali interventi del Piano sono riepilogati nella seguente Tabella 3 suddivisi per macroarea geografica di riferimento e per data di avvio e previsione fine lavori. I progetti con avvio lavori nel triennio saranno illustrati nella sezione 3.5.1, i progetti con avvio lavori negli anni successivi nella sezione 3.5.2.

Iniziativa	Stato di avanzamento	Entrata in esercizio	FID
Progetti sulla costiera adriatica			
Gasdotto San Marco-Recanati	in costruzione	2020	Si
Gasdotto Larino-Chieti	in costruzione	2022	Si
Stazione di spinta S. Marco	in autorizzazioni pubbliche	2023	No
Progetti di espansione rete			
Gasdotto "anello" Val d'Aso	in autorizzazioni pubbliche	2023	No
Gasdotto Lucera-San Paolo Civitate	in progetto di base	2024	No
Progetti di mantenimento in sicurezza			
Sostituzione anello Campobasso	in costruzione	2021	Si
Sostituzione allacciamenti (circa 20 km)	in corso	2025	Si
Sostituzione Cellino-Bussi regionale	in progetto di base	2025	No

Tabella 3 - Iniziative principali

La cartina nella Figura 5 riporta la localizzazione i dati principali e lo stato di avanzamento dei maggiori progetti illustrati nel presente Piano.

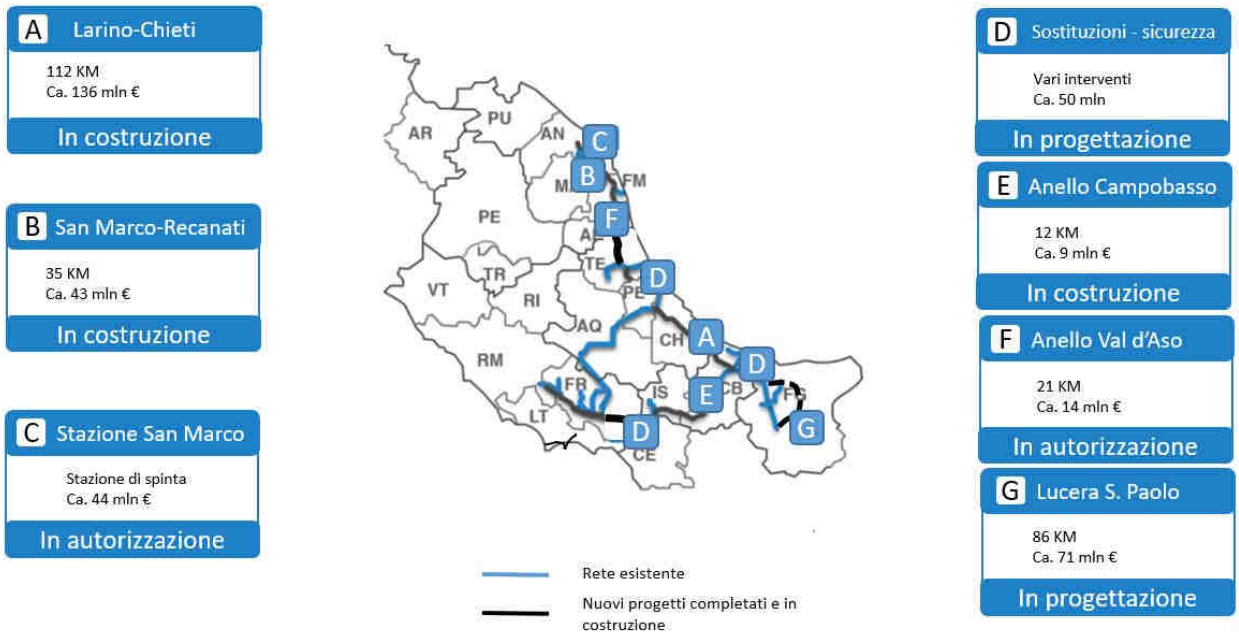


Figura 5 - Principali progetti di sviluppo decennale di S.G.I.

Lo sviluppo di un'adeguata capacità di flussi bidirezionali è uno dei fattori critici di successo per assicurare flessibilità e sicurezza al Sistema nazionale.

Il Piano di SGI consentirà di assicurare in questa specifica area regionale, flessibilità, qualità e sicurezza del sistema nazionale di trasporto, in piena integrazione con la rete Snam Rete Gas.

Le opere infrastrutturali fondamentali sono costituite dal completamento dei metanodotti Larino-Chieti e San Marco-Recanati. Oltre a quanto già evidenziato nei paragrafi precedenti, i progetti permetteranno di contribuire, garantendo flussi di elevati volumi di gas, all'applicazione su scala industriale di tecnologie funzionali al percorso di Transizione Energetica, in particolate in tema di Power to Gas, in virtù della collocazione lungo un'area a elevata concentrazione di energia rinnovabile non dispacciata.

Copertura della domanda annuale

Lo sviluppo delle capacità di trasporto nel periodo decennale programmato da SGI consente la copertura della domanda di gas naturale in Italia e del gas in uscita alle interconnessioni verso altre reti di trasporto previste. In particolare si considera l'ipotesi che a partire dal 2022 sia abilitata l'erogazione di gas dal punto di uscita di Recanati con volumi crescenti in esportazione, da 2,8 milioni di metri cubi fino a circa 4,8 milioni di metri cubi entro il Piano.

Il grafico sottostante offre una visione a tendere della capacità di trasporto e del coefficiente di utilizzo sul periodo 2018-2030 in particolare:

- la capacità totale rappresenta la capacità di trasporto nei punti di ingresso della rete interconnessi con altre reti di trasporto, incluse le nuove capacità di trasporto;

- il coefficiente di utilizzo rappresenta il rapporto tra il fabbisogno in ingresso (che include oltre ai fabbisogni destinati alla domanda anche quelli destinati all'erogazione verso altre reti di trasporto) e la capacità totale.

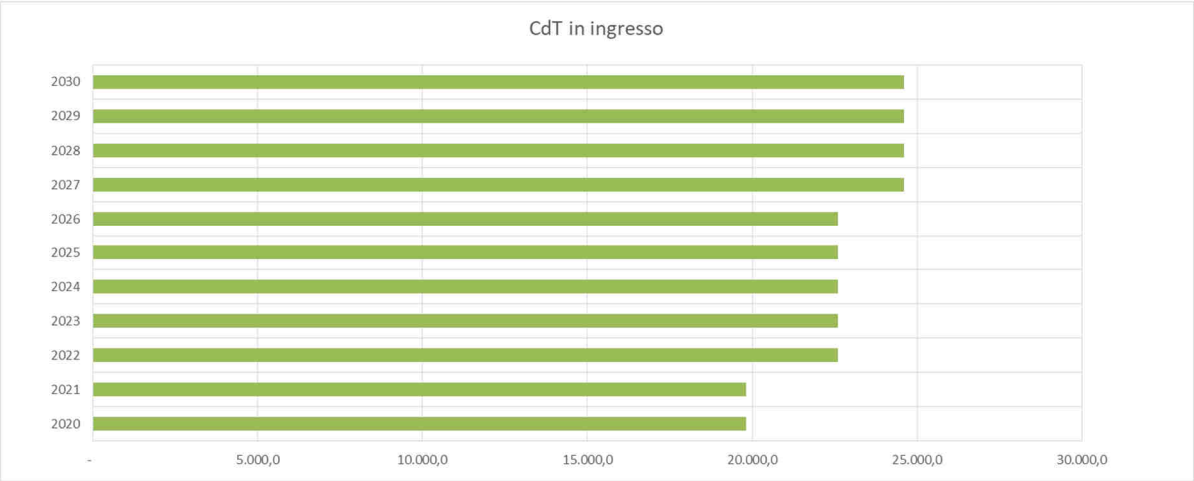


Figura 6 – Capacità di trasporto disponibile ai punti di immissione

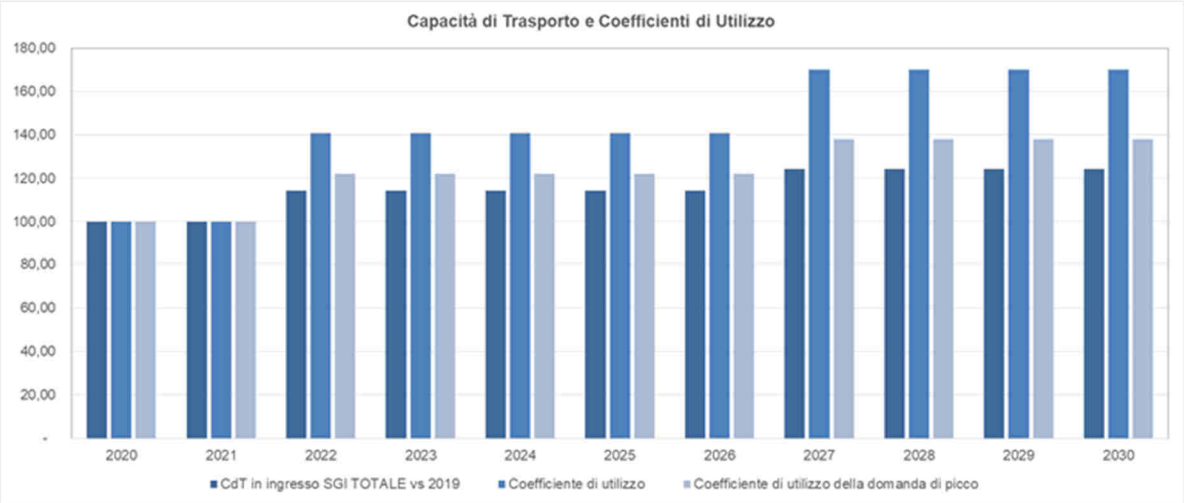


Figura 7 –Coefficienti di utilizzo della capacità di trasporto vs. 2019

3.2 Valutazione dei progetti di sviluppo infrastrutturale

Con il completamento dei progetti avviati ad inizio decennio sulla dorsale Larino (CB) - Colleferro (RM) e di quelli attualmente in fase di realizzazione sulla nuova dorsale costiera adriatica (in gran parte già realizzata), la capacità di trasporto complessiva del sistema SGI, come previsto dai precedenti Piani, risulterà aumentata del 38%, con una capacità di trasporto incrementale complessiva pari a circa 5 Mil Sm^3, di cui 4,8 Mil Sm^3 dedicati al "reverse-flow" sulla linea adriatica.

Il sistema riuscirà inoltre a rispondere pienamente agli stress test di rottura o fuori servizio, consentendo di servire tutte le utenze sul territorio del medio basso adriatico (Marche, Abruzzo, Molise) a pressione costante garantita.

Il sistema di gasdotti così concepito consentirà inoltre di realizzare nuova capacità di trasporto bidirezionale del gas (nord-sud sud-nord) con particolare riferimento alle eventuali situazioni di emergenza.

In futuro la rete sarà così in grado di supportare a nord un importante hub di scambio con la rete nazionale dell'operatore maggiore, a Recanati, e a sud il collegamento a future espansioni del gasdotto TAP.

3.2.1 Criteri Progettuali

Le scelte progettuali adottate da SGI per la realizzazione degli interventi previsti nel Piano, si basano su alcuni criteri guida utilizzati nell'individuazione dei tracciati e per la localizzazione degli impianti, qui di seguito richiamati:

- percorrere corridoi tecnologici esistenti, se presenti;
- mantenere la distanza di sicurezza dai fabbricati e da infrastrutture civili e industriali;
- evitare, per quanto possibile, zone di valore paesaggistico e ambientale, zone boscate o colture pregiate;
- selezionare i percorsi meno critici per il ripristino finale - al fine di recuperare al meglio gli assetti morfologici e vegetazionali originari;
- attraversare aree geologicamente stabili, il più possibile lontane da zone interessate da frane e dissesti idrogeologici;
- scegliere le configurazioni morfologiche più sicure (fondovalle, creste, linee di massima pendenza dei versanti);
- limitare gli attraversamenti fluviali, individuando le sezioni d'alveo che offrono maggiore sicurezza dal punto di vista idraulico;
- evitare le aree di rispetto delle sorgenti, dei fontanili, dei pozzi, captati ad uso idropotabile, realizzare gli attraversamenti in subalveo e in zone che offrono le garanzie per la stabilità della condotta e degli argini dell'alveo, prevedendo eventualmente le opere necessarie al ripristino e alla regimazione idraulica;
- verifica del tracciato in base alla possibilità di ripristinare le aree attraversate riportandole alle condizioni morfologiche e di uso del suolo preesistenti all'intervento, minimizzando l'impatto sul territorio;
- transito della rete, per quanto possibile, in zone a destinazione agricola, evitando l'attraversamento di aree comprese in piani di sviluppo urbanistico e/o industriale;
- definizione del tracciato in modo da evitare, ove possibile, zone paludose e terreni torbosi;
- riduzione al minimo dei vincoli determinati dall'apposizione di servitù di gasdotto alle proprietà private utilizzando, per quanto possibile, i corridoi di servitù già costituiti da altre infrastrutture esistenti (metanodotti, canali, strade ecc.);
- rispetto di una distanza minima di 10 m in caso di parallelismi con i metanodotti in esercizio;
- garantire al personale preposto all'esercizio e alla manutenzione la possibilità di accedere ed operare sulla linea e sugli impianti in sicurezza.

3.2.2 Stima costi

Per la determinazioni delle spese in conto capitale (*capex*) si è fatto riferimento al par. 10.3 dei Criteri Applicativi[4], mentre per quanto riguarda i costi operativi (*opex*) questi sono stati stimati sulla base di quanto previsto al par. 10.4 dei Criteri Applicativi utilizzando le informazioni di cui alla Tabella g) dell'appendice informativa dello stesso documento.

Per le stime dei progetti in fase realizzativa, SGI si è avvalsa della propria esperienza nella realizzazione di infrastrutture di trasporto gas. Inoltre per gli interventi del presente Piano, i cui cantieri sono già avviati, le stime di costo sono state aggiornate o confermate in base agli esiti delle relative gare di fornitura di beni e servizi, in linea con i menzionati Criteri Applicativi.

3.2.3 Analisi Costi Benefici

Per la redazione del presente Piano, SGI, ha fatto riferimento alle modalità di redazione dei piani di sviluppo e all'analisi Costi-Benefici indicate nella recente deliberazione ARERA 468/2018/R/GAS e ai Criteri Applicativi approvati con deliberazione ARERA 230/2019/R/GAS nonché all'Appendice informativa 2019-2028

[4] Vedi nota n. 1 in INTRODUZIONE

pubblicata dall'Impresa Maggiore di Trasporto ed aggiornata a Novembre 2019. I benefici e la loro monetizzazione seguono le categorie indicate nell'allegato A della deliberazione, in relazione ad uno scenario che non prevede la realizzazione degli interventi (*scenario controfattuale*). Qui di seguito sono illustrate le modalità di determinazione dei benefici conseguibili con la realizzazione dei progetti inclusi nel presente piano.

- ***B2 - Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili (cd. fuel switching).***
  Per la determinazione dei quantitativi di gas oggetto di sostituzione di altri combustibili fossili si è fatto riferimento ad analisi statistiche basate sulla domanda storica registrata in aree comparabili incrociate con eventuali indagini di mercato locale, avallate da manifestazioni di interesse all'allaccio ai metanodotti pervenute a SGI. Non sono state prese in considerazione sostituzioni di combustibili nel settore termoelettrico.
- ***B3 - Incremento sicurezza e affidabilità delle forniture.***
  I volumi esposti ad interruzione in condizioni normali (beneficio B3n) e in condizioni di *stress disruption* (beneficio B3d) sono stati determinati separatamente, il costo dell'interruzione è stato determinato utilizzando il *cost of gas disruption* utilizzato da EntsoG per il TYNDP 2018 pari a 600 €/MWh[5].
  Scenario in condizioni normali (B3n): sono stati individuati i volumi per i quali la pressione di riconsegna scenderebbe al di sotto del 70% di quella in esercizio, in assenza dell'intervento programmato, in caso di prelievo corrispondente a 6 giorni di picco di consumi (anche in considerazione della prevalenza di consumi residenziali) ipotizzando una probabilità di accadimento di un evento su 20 anni. Per la determinazione del picco giornaliero si sono ricercati i picchi di prelievo giornaliero, osservati nei massimi prelievi storici avvenuti (cautelativamente) per un periodo di 7 giorni consecutivi.
  Condizioni di *stress disruption (B3d)*: sono stati individuati i volumi per i quali, in assenza dell'intervento, verrebbe interrotta la fornitura ovvero la pressione di riconsegna scenderebbe al di sotto del 70% di quella in esercizio in caso di interruzione della principale linea di alimentazione, per una durata di 4 giorni. La probabilità di accadimento è stata ipotizzata in riferimento ad un evento ogni 25 anni mentre per il fattore di rischio, di cui al capitolo 9.1.3.2 dei Criteri Applicativi, si è fatto riferimento alla statistica di eventi (tipicamente eventi franosi) osservati nell'area oggetto dell'intervento. In alcune aree si sono verificati mediamente 2 eventi capaci di provocare un'interruzione della fornitura sull'arco dei 25 anni osservati nell'analisi e pertanto in tali aree si è ritenuto opportuno applicare un fattore di rischio pari a 2, negli altri casi è stato applicato un fattore di rischio pari ad 1.
- ***B4o - Costi di investimento per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative.***
  Per alcuni dei progetti presentati nel Piano si è proceduto alla quantificazione e valorizzazione dei costi degli investimenti che l'intervento consente di evitare e che sarebbero stati altrimenti necessari come risposta a esigenze inderogabili quali ad esempio la manutenzione straordinaria o il rifacimento di *asset* esistenti per garantire la sicurezza di persone e cose.
- ***B5 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO2.***
  Utilizzando i fattori di emissione dal gas naturale e dei combustibili sostituiti è stata determinata la minore emissione di $C0_2$ garantita dal passaggio al metano valorizzata utilizzando il *Carbon Shadow Price,* così come riportata nella Tabella 4 dell'appendice informativa ai Criteri Applicati pubblicata da SNAM[6].

- ***B6 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO2.***

---

[5] Vedi par. 3.1.4 TYNDP 2018 Annex D – Methodology https://www.entsog.eu/sites/default/files/2019-02/ENTSOG_TYNDP2018_Annex_D_Methodology.pdf. Nota 25 pag. 44 - 2nd Cost-Benefit Analysis (CBA) Methodology https://www.entsog.eu/sites/default/files/2019-03/1.%20ADAPTED_2nd%20CBA%20Methodology_Main%20document_EC%20APPROVED.pdf.

[6] http://www.snam.it/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2019_2028/Metodologia_Costi_2018_2019_ita.pdf

Determinate le minori emissioni diverse dalla CO_2 (N_2O, NO_x, CO, NMVOC, SO_2, NH_3, $PM_{2.5}$, PM_{10}) per effetto della sostituzione dei combustibili, queste emissioni evitate sono state valorizzate utilizzando i valori riportati nella Tabella 5 dell'appendice informativa ai Criteri Applicativi pubblicata da SNAM.

L'orizzonte temporale utilizzato per l'analisi è pari a 25 anni di vita economica dei progetti dalla loro entrata in esercizio, il tasso di sconto pari al 4% e valore residuo delle infrastrutture nullo al termine dell'analisi.

Sono stati quindi calcolati gli indicatori sintetici di performance economica:

a) il Valore Attuale Netto Economico (VAN_E);
b) il rapporto Benefici/Costi (B/C);
c) il Payback Period Economico (PBP_E).

Successivamente è stata effettuata un'analisi di sensitività identificando le varibili "critiche", ossia quei fattori (*capex* e *opex*, anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura e *cost of gas disruption,* come da par. 11.1 dei Criteri Applicativi) per i quali una variazione percentuale dell'1% del valore adottato nell'ipotesi di riferimento genera una variazione maggiore dell'1% sul valore del VAN_E. Per i fattori che sono risultati critici è stato calcolato lo *switching value*, ossia i valori delle varibili risultate critiche per i quli il rapporto B/C assumerebbe valore inferiore a 1.

Gli scenari di domanda locale utilizzati per i progetti di SGI sono risultati tutti coerenti con i più conservativi (*Centalized* e *Decentralized*) degli Scenari 2019 sviluppati congiuntamente da Snam e Terna, nonche con gli scenari PNIEC.

3.3 Capacità di trasporto incrementale del Piano con riferimento ai vincoli di esercizio della rete

La valutazione della capacità di trasporto incrementale è stata stimata tenendo conto dei vincoli di esercizio attuali e prospettici, in relazione a:

- capacità massima delle interconnessioni con la rete Snam Rete Gas attuali e future e degli stoccaggi e produzioni attualmente e prospetticamente allacciati;
- esistenza di vincoli di direzione del flusso gas e di pressione di esercizio;
- capacità di smistamento dei flussi nei nodi strategici della rete attuale e futura;
- esistenza di magliature nella rete;
- vincoli di diametro, pressione, portata delle linee esistenti.

Il calcolo è stato effettuato elaborando diversi scenari che tengono in considerazione i seguenti fattori:

- la stima dell'evoluzione della richiesta di capacità di trasporto nella zona di incidenza della rete SGI;
- la riduzione dell'affidabilità delle linee obsolete, con conseguente progressiva riduzione della pressione di esercizio;
- le zone vulnerabili in caso di default delle tubazioni e/o dei principali impianti di immissione;
- la stima della richiesta di capacità necessaria per connettere i possibili futuri sviluppi ed in particolare l'evoluzione dei profili di prelievo verso una sempre maggiore variabilità.

3.4 Coordinamento con altri Gestori di rete ed Operatori interconnessi

Nella fase di redazione del Piano, SGI ha avuto svariati contatti con tutti i gestori nazionali di rete di trasporto ed i maggiori operatori delle infrastrutture interconnesse alla propria rete.

In particolare per i progetti afferenti il sistema integrato di metanodotti Larino – Recanati da ottobre 2016 Snam Rete Gas ha operato una riduzione di pressione sulle sezioni del metanodotto nazionale Ravenna-Chieti ricadenti nelle regioni Abruzzo e Marche. Ciò ha comportato la necessità per SGI di realizzare una serie di interventi (*revamping* della cabina d'interconnessione, modifiche impiantistiche) che non hanno potuto evitare una temporanea riduzione della pressione minima di esercizio da 45 a 30 bar in quella parte della rete SGI. La pressione di esercizio è stata ristabilita a partire dal 2017 grazie alla realizzazione di alcuni componenti della dorsale Larino – Recanati, attualmente in fase di ultimazione. Tale coordinamento è sfociato nel giugno 2016 nella revisione dell'accordo d'interconnessione per i punti di San Marco e Pineto che include l'impegno di sostenere gli interventi previsti nell'area dai rispettivi Piani all'epoca in vigore. Infine è in corso di definizione l'accordo per un ulteriore punto d'interconnessione con la rete Snam a Recanati che completerà il programma di modernizzazione della rete.

Per l'area del medio adriatico SGI si è anche coordinata con Edison Stoccaggio in merito alle prospettive dei campi di stoccaggio gas attualmente connessi alla rete SGI e con diversi operatori di autotrazione negativamente impattati dalla riduzione della pressione sulla rete SGI. Nel corso del processo autorizzativo del metanodotto Larino-Chieti, autorizzato a giugno 2018, sono state valutate con Stogit-Centrale di Cupello le interferenze del metanodotto di allacciamento con le altre linee presenti, i pozzi e i cluster.

A partire dal 2018, nell'ambito dello studio di prefattibilità del completamento della dorsale adriatica fino a Biccari, vi sono state numerose interlocuzioni con operatori marchigiani, abruzzesi, molisani e pugliesi, in relazione a impianti esistenti di distribuzione carburante e impianti di biometano in corso di realizzazione o progettazione, oltre a impianti industriali, che hanno consentito a SGI di mappare l'area adriatica identificando la potenziale domanda di consegna gas o immissione gas in rete che ha permesso di definire gli interventi previsti nel piano.

3.5 Piano di sviluppo decennale

3.5.1 Progetti del primo triennio (2020– 2022)

Alcune infrastrutture, necessarie a garantire la sicurezza del servizio e a potenziare infrastrutture realizzate negli anni '60, sono già in avanzato stato di realizzazione (parzialmente già in esercizio) e verranno completate nei primi 3 anni del Piano. Il Piano prevede il completamento e la messa in esercizio dei metanodotti Larino-Chieti e San Marco-Recanati ed alcuni importanti progetti di sostituzione per mantenimento dei livelli di sicurezza del servizio, per i quali la decisione finale di investimento è già stata adottata.

3.5.1.1 Gasdotto "Larino- Chieti"

Il gasdotto, in costruzione, consente di realizzare la chiusura di un anello strategico nel centro Italia aumentando così la sicurezza e la flessibilità per la gestione operativa dell'intera rete SGI.
L'opera contribuisce inoltre a realizzare un importante sistema integrato (da Larino a Recanati) del trasporto gas nel centro Italia sulla direttrice sud-nord strumentale ad introdurre la bi-direzionalità dei flussi di trasporto - quindi anche nord sud – che aumenterà la flessibilità complessiva del sistema nazionale gas del centro Italia e del medio versante adriatico.
L'intervento rientra nel programma di ammodernamento della rete nazionale dei gasdotti SGI nel centro-sud adriatico, per alleviare il carico sulle infrastrutture realizzate negli anni '60/'70.
Con la realizzazione dell'intervento SGI potrà incrementare la capacità di trasporto per fronteggiare l'aumento della variabilità della domanda di punta, permettendo di non gravare su altri tratti dell'intera rete.

Per le sue caratteristiche il nuovo gasdotto è stato inserito nella Rete Nazionale con Decreto MiSE 25 Settembre 2012.

3.5.1.2 Gasdotto "San Marco - Recanati"

Il gasdotto è un progetto strategico di SGI che aumentando la capacità di trasporto, consente di realizzare il completamento di un sistema integrato da Larino a Recanati, aumentando la sicurezza e la flessibilità nella gestione operativa dell'intera rete SGI, anche con flussi bidirezionali.
L'opera realizza una nuova interconnessione strategica bidirezionale con la rete Snam Rete Gas a Recanati - oltre a quella monodirezionale già presente sulla rete di Collalto. Essa consentirà di trasportare verso nord la capacità incrementale e realizzerà, in sinergia con i gasdotti Snam Rete Gas, un importante sistema integrato del trasporto gas nel centrosud Italia in grado di supportare e migliorare le capacità di flusso bidirezionale e le condizioni di flessibilità.
Con il completamento della linea la rete magliata di SGI potrà adeguatamente utilizzare il risultante incremento di linepack complessivo (pari a 120.000 Sm^3/bar) per migliorare le prestazioni di punta giornaliera e rispondere più efficacemente a maggiori oscillazioni infragiornaliere.
Il progetto è in costruzione ed inserito dal MiSE in Rete Nazionale con Decreto 9 Ottobre 2014. I razionali del progetto sono:

- il metanodotto risulta indispensabile per il completamento della linea costiera adriatica e per realizzare la nuova interconnessione a Recanati, dove il metanodotto Snam Rete Gas ha un "nodo" più importante rispetto alla zona della attuale interconnessione di San Marco (ora vincolato ad un unico possibile orientamento dei flussi da Nord a Sud);
- il completamento della linea consentirà di realizzare una nuova via preferenziale verso Nord, in controflusso (garantito dalla nuova centrale di compressione a San Marco) rispetto agli attuali assetti, capace di convogliare verso Nord la capacità attuale ed aggiuntiva futura dei campi di stoccaggio;

l'opera è indispensabile e, congiuntamente alla realizzazione della prevista centrale di compressione, consentirà la riconsegna alla RN di SRG.

3.5.1.3 Stazione di spinta area San Marco

Il progetto consiste nello studio e nella successiva realizzazione di una nuova stazione di compressione, localizzata nella zona nord della rete di trasporto SGI, tra San Marco e Recanati, al fine di consentire la consegna alla futura interconnessione con Snam Rete Gas di Recanati alla pressione di almeno 60 bar, incrementare la sicurezza, la continuità e l'affidabilità del sistema SGI e della rete Snam nell'area nella fornitura di gas. La nuova centrale, di una potenza stimata pari a 3 MW per ognuna delle due linee, permetterà di migliorare l'efficienza operativa della rete mediante:

- L'ottimizzazione degli assetti di trasporto;
- il controllo dei regimi di pressione di riconsegna ora vincolati alle pressioni presso le interconnessioni con l'operatore maggiore;
- il controllo dei livelli di line pack al fine di bilanciare la variabilità dei prelievi.

Con la realizzazione della centrale arriverà a compimento il progetto di rinnovamento e potenziamento della rete SGI, in particolare della linea adriatica, che a quel punto potrà esplicare interamente la sua potenzialità di aumento della capacità di trasporto e realizzazione della possibilità di "reverse flow", restituendo al sistema tutti i benefici previsti. Nel corso del 2019 sono stati individuati diversi siti nell'area e sono stati avviati colloqui con i prorietari e gli enti locali al fine di consentire una piena condivisione di scopi ed impatti del progetto sul territorio. Tali interlocuzioni, tutt'ora in corso, hanno prodotto la sottoscrizione di un Protocollo d'Intesa con un Comune nell' Aprile 2019 ma hanno anche comportato un leggero slittamento del programma, è prevista la presentazione dell'istanza entro i primi mesi del 2020.

3.5.2 Progetti a medio e lungo termine (2023+)

Nel Piano a medio lungo termine di SGI sono inserite le opere necessarie al completamento del corridoio medio adriatico (sistema integrato Larino–Recanati), raccordando tratti esistenti della rete SGI e collegandoli alla rete nazionale Snam Rete Gas da Larino a sud, fino a Recanati a nord, senza strozzature o interruzioni.

Il Piano inoltre prevede diversi interventi di sviluppo, potenziamento e sostituzione per mantenimento dei livelli di sicurezza, sulle reti regionali, i cui principali sono illustrati qui di seguito.

3.5.2.1 Gasdotto Larino-Biccari

Il progetto di completamento del sistema integrato da Recanati a Biccari prevedeva la realizzazione di un estensione da Larino fino a Biccari, inserita nell'ultimo Piano a livello di pre-fattibilità (circa 70 km di linea, ipotizzata in parte in sostituzione e in parte in affiancamento alle attuali linee da Larino a Reggente), per realizzare il collegamento alla rete Snam e quindi rendere possibile intercettare volumi immessi nella RNG dal nuovo punto d'importazione del TAP. La realizzazione di questo metanodotto, a seguito degli approfondimenti condotti nell'area (v. par. 3.4), è stata sospesa alla luce dei fabbisogni identificati nelle zone del foggiano e di altri progetti in corso di pre-fattibilità.

Le funzioni attribuite al progetto vengono conseguite in parte attraverso future linee di collegamento minori (es. futuro collegamento Biccari-Lucera di circa 13 km in fase di studio), in parte con la realizzazione di un nuovo metanodotto che consentirà anche di soddisfare le esigenze identificate nell'area della "Capitanata" (v.par. successivo).

3.5.2.2 Gasdotto Lucera-San Paolo Civitate

Il progetto ha lo scopo di rafforzare la sicurezza delle forniture nell'area e rispondere alle richieste di nuove immissioni di Biometano e di nuovi prelievi, particolarmente di metano per autotrazione.

In relazione alla domanda in evoluzione nell'area, riguardante in particolare lo sviluppo di progetti di up-grade a biometano di impianti biogas in esercizio, a nuovi progetti di impianti biometano (utilizzo di scarti agricoli o FORSU), a stazioni di distribuzione carburanti per autotrazione esistenti e a piccoli e medi impianti produttivi, SGI ha effettuato una puntuale mappatura derivante dall'analisi delle potenzialità individuate.

La maggior densità di domanda potenziale si concentra nella zona della "Capitanata", nel corridoio a nord di Foggia, fino in prossimità di Apricena e San Severo. Lungo questo corridoio è stato individuato il tracciato ottimale che, con alcune bretelle di collegamento, permetterà di soddisfare la domanda rilevata ed attestata da svariate manifestazioni di interesse ricevute dagli operatori interessati.

Il metanodotto ha un diametro di 12" e si sviluppa per un totale di circa 59 km, partendo dal collegamento alle condotte esistenti in prossimità di Lucera, in direzione di Foggia, poi si pone in direzione nord in parallelo all'autostrada A14 fino ad Apricena, poi in direzione ovest si va a ricollegare alla rete SGI esistente nel comune di San Paolo Civitate. Le bretelle di collegamento, di diametro 4", si sviluppano per una lunghezza complessiva pari a circa 27 km.

3.5.2.3 Progetti metanodotti minori

3.5.2.3.1 Anello "Val D'Aso"

Lo scopo del progetto, già previsto nei precedenti Piani, è la realizzazione di un metanodotto regionale di circa 20 Km ed avente un diametro DN 6" che, dal metanodotto Cellino-San Marco, assicuri il collegamento

e la fornitura di gas naturale del bacino d'utenza dell'alta Val D'Aso alimentato attulmente per mezzo della presa di Montedinove, definendo un "anello", ovvero completi la "magliatura" della rete nell'area.
Il nuovo gasdotto si rende necessario per assicurare le migliori condizioni di esercizio in termini di incremento della sicurezza della rete attuale, rappresentata da un metanodotto che attraversa terreni a continuo rischio erosione da parte del fiume Tesino che negli anni passati hanno subito frequenti ed importanti danneggiamenti. Inoltre il bacino d'utenza sopra menzionato mostra un buon dinamismo dei prelievi con incrementi che in futuro potrebbero diventare interessanti e verso i quali l'attuale tubazione DN 6" in antenna potrebbe non essere in grado di garantire le portate aggiuntive e la necessaria sicurezza di approvvigionamento. In tal senso la chiusura dell'anello coglierebbe contemporaneamente il duplice obiettivo di mettere in sicurezza la rete e di garantire i prelievi legati agli sviluppi del mercato dell'area, costituiti soprattutto da iniziative di realizzazione di impianti biometano o per collegamento di stazioni di servizio per autotrazione.

3.5.2.4 Progetti sostituzione e rifacimento metanodotti per sicurezza

3.5.2.4.1 Sostituzione anello Campobasso

Il progetto, in corso di realizzazione per tronchi, prevede la sostituzione per obsolescenza di una importante linea DN 14", che consente la magliatura della rete nell'area di Campobasso. La sostituzione è stata decisa sulla base delle risultanze delle indagini invasive e non invasive che, nel corso dell'ultimo decennio hanno consentito di determinare la curva di deterioramento delle tubazioni e, di conseguenza, valutarne la vita utile residua (attualmente le condotte hanno superato i 50 anni). L'intervento prevede la contestuale dismissione dell'attuale tubazione.

3.5.2.4.2 Sostituzione gasdotti Cellino-Bussi

Il progetto, in corso di elaborazione, prevede la sostituzione per obsolescenza di varie tratte di alcune importanti linee regionali DN 7"/8", per una lunghezza complessiva di circa 80 km.

Questo sistema consente la magliatura di una rete che serve molteplici utenze (industriali e autotrazioni) nell'area di Chieti. La sostituzione si rende necessaria sulla base delle risultanze delle indagini invasive e non invasive che, nel corso dell'ultimo decennio hanno consentito di determinare la curva di deterioramento delle tubazioni e, di conseguenza, valutarne la vita utile residua. I metanodotti in esercizio risalgono all'anno 1961 e per garantire l'esercizio in sicurezza per il futuro è necessario sostituire le tubazioni per alcuni tratti, rifare le linee nei tratti in cui l'evoluzione urbanistica non consente di sostituire le condotte negli stessi tracciati ed infine dismettere alcuni tratti ove l'esercizio in sicurezza non sarà più possibile vista la conformazione urbana ormai consolidata.

3.5.3 Progetti di mantenimento in sicurezza e allacciamenti

SGI prevede una serie di progetti minori per il mantenimento della rete, secondo un programma pluriennale:

- sostituzione parziale di tratti di linee con un elevato grado di progressione della corrosione (rilevato da ispezioni pig, ispezioni non invasive e indagini dirette in campo);
- declassamento di linee obsolete e/o posate in aree di successiva urbanizzazione (a fronte del completamento del programma di potenziamento delle dorsali principali della rete);
- revamping impianti obsoleti.

Il programma a lungo termine elaborato da SGI consente di mantenere il livello medio di obsolescenza della rete intorno ai 30 anni. Il grafico seguente illustra l'entità degli interventi annui di sostituzione e mantenimento pianificati (istogrammi) e le linee di tendenza dell'età della rete, con e senza interventi.

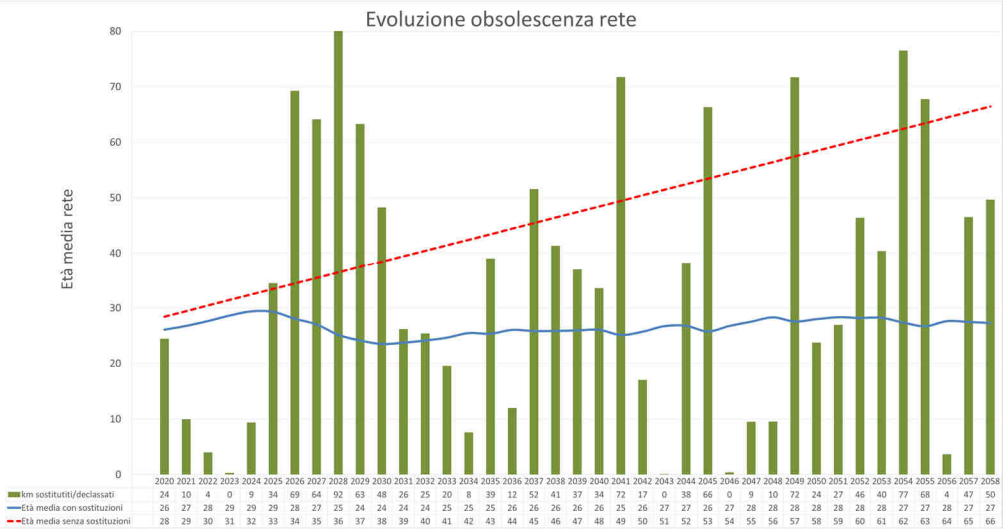


Figura 8 – Piano di sostituzione ed età media della rete

SGI prevede inoltre una serie di progetti per il rinnovamento della rete per garantire il mantenimento delle condizioni di sicurezza dell'esercizio, per tutti gli allacciamenti giunti a fine vita (con oltre 50 anni di vita) e sulla base delle risultanze delle indagini e ispezioni (interne ed esterne) e relativa valutazione della durata residua:

- sostituzione completa di linee obsolete relative ad allacci;
- rifacimento derivazioni secondarie;

Per quanto riguarda gli allacciamenti, a fronte delle richieste pervenute e alle condizioni previste dal codice di rete, sono in corso di progettazione o realizzazione una serie di interventi, in particolare:

- n. 9 impianti distribuzione carburanti per autotrazione
- n. 1 impianto industriale
- n. 3 centrali biomentano, di cui 1 in corso di avviamento in esercizio

3.5.4 Altri investimenti

Gli investimenti raggruppati nella categoria "altri investimenti" si riferiscono a sviluppo di sistemi ed infrastrutture di Information Technology e telecomunicazioni, per l'adeguamento dei sistemi informatici all'evoluzione normativa, all'aumento della sicurezza e qualità nello svolgimento del servizio di trasporto nei confronti degli utenti.

3.5.4.1 Sistemi ICT centralizzati

- Rinnovamento del sistema SCADA e sviluppo del nuovo software di gestione del telecontrollo e della telelettura degli apparati di misura;
- rafforzamento del livello di sicurezza informatica delle infrastrutture aziendali implementando processi di hardening ed integrità dei sistemi HW e SW fra cui: nuovi sistemi di intercettazione delle minacce cyber

provenienti dall'esterno (Threat intelligence platform) e di riduzione dei tempi di rilevazione delle tentate intrusioni;
- upgrade del sistema di gestione cartografica GIS, con integrazione con i sistemi gestionali, sistemi di Pipeline Integrity Management e sistemi di workforce management.

3.5.4.2 Sistemi di campo

- Interventi di upgrade delle linee di misura alle interconnessioni per adeguamento alle direttive MID;
- modernizzazione di impianti di sezionamento, regolazione, telecontrollo e sistemi di misura;
- recuperi ambientali e salvaguardia del territorio, compreso l'impiego di apparati di recupero del gas negli interventi manutentivi;
- aumento dell'efficienza e della qualità del servizio di gestione degli apparati di misura;
- sviluppo di sistemi di monitoraggio e di mitigazione delle perdite distribuite e fuggitive;
- studio e sperimentazione di sistemi innovativi per la sorveglianza (es. droni) delle linee e di ispezione non invasiva per le linee non piggabili;
- adempimenti di legge e/o normativi.

3.5.4.3 Investimenti per l'Efficienza Energetica e la Digitalizzazione

- Miglioramento delle prestazioni energetiche delle sedi operative ed edifici aziendali;
- completamento delle attività per la realizzazione di un sistema di gestione patrimoniale e relativa digitalizzazione della documentazione;
- integrazione del sistema per la gestione delle concessioni nei sistemi aziendali e digitalizzazione di tutti gli atti di concessione.

3.6 Il Piano nel contesto comunitario e dei Piani di Sicurezza di Approvvigionamento

Il Piano riguarda misure relative allo sviluppo della Rete Nazionale e di conseguenza incide solo indirettamente sugli obiettivi di diversificazione degli approvvigionamenti. Tuttavia lo stesso consente di conseguire, o di contribuire a conseguire, diversi obiettivi del Piano di Emergenza (PE) e del Piano di Azione Preventiva (PAP) aggiornati dal DM MiSE del 18 dicembre 2019 emanato a valle del D.Lgs 93/2011 Art 8.1. Tali piani sono stati aggiornati a seguito dell'emissione del Regolamento UE sulla sicurezza dell'approvvigionamento del gas del 25/17/2017 (di seguito "Regolamento UE").

Il Regolamento UE impone l'adozione in capo ai TSO di misure volte ad assicurare ai Clienti Protetti l'approvvigionamento nei casi previsti, e cioè:

a. temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni;

b. un periodo di trenta giorni di domanda di gas eccezionalmente elevata che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni;

c. un periodo di trenta giorni in caso di interruzione dell'operatività dell'infrastruttura principale del gas in condizioni invernali medie.

Nella tabella di seguito sono riportati per ciascun progetto contenuto nel Piano, gli effetti conseguiti con dettaglio della valorizzazione dei benefici afferenti la sicurezza degli approvvigionamenti e gli obiettivi del D.Lgs 93/2011. Con la realizzazione del Piano la capacità d'intervento di SGI risulta sostanzialmente migliorata non solo nelle aree di pertinenza, ma anche per alcune porzioni di Rete Nazionale del Centro/Sud Italia adiacenti alla propria rete.

Infine giova ricordare la valutazione espressa dal MiSE, nell'ambito di propria competenza ai sensi del d.lgs 93/2011 : "…*i gasdotti San Marco — Recanati e Larino — Chieti, migliorando la capacità di flusso bidirezionale e permettendo le future interconnessioni con i siti di stoccaggio di gas naturale esistenti o previsti, aumentano la sicurezza dell'approvvigionamento e contribuiscono alla realizzazione di nuova capacità di trasporto bidirezionale che risulta necessaria per favorire le importazioni di gas naturale localizzate nel sud dell'Italia e, quindi, la diversificazione dell'approvvigionamento e la sicurezza del sistema del gas naturale in coerenza con l'obiettivo della SEN di sviluppo dell'Italia come hub sud europeo del gas;"* (comunicazione del 25 Maggio 2016, prot. 14264, della Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche – DGSAIE – del MiSE).

Interventi Piano	**Impatto su Sistema Trasporto Gas**	**Valore Benefici**[7]
1 Gasdotto Larino - Chieti	Sostanziale avanzamento del completamento dorsale S.Marco-Larino che consentirà potenziare la capacità di trasporto per soddisfare i futuri incrementi della domanda di picco nonché supportare la gestione delle situazioni di emergenza	€127ml
2 Gasdotto S.Marco – Recanati	La nuova interconnessione con la rete Snam per 2,8 ml Mil Sm^3/g contribuirà all'efficacia degli interventi messi in campo dall'Impresa Maggiore di Trasporto per la gestione di emergenze.	€75ml
3 Stazione di spinta S. Marco	Lo sviluppo di nuova capacità di reverse flow sulla rete SGI e d'immissione sulla rete Snam fino a 4,8 ml Mil Sm^3/g contribuirà all'efficacia degli interventi messi in campo dall'Impresa Maggiore di Trasporto per la gestione di emergenze anche in aree immediatamente limitrofe alla rete SGI.	€197ml

[7] Benefici monetari relativi alle categorie B3n e B3d come riportati nelle Schede Progetto

4 - INVESTIMENTI E STRUTTURA FINANZIARIA

4 INVESTIMENTI E STRUTTURA FINANZIARIA

4.1 Investimenti programmati

Il piano degli investimenti è riassunto nella successiva Tabella 4 che riporta la descrizione delle principali voci d'investimento previste da SGI nel periodo 2020-2029.

Gli investimenti per l'anno in corso (2020) ammontano a ca. 74 Mil € e quelli programmati per il quadriennio successivo ammontano a 197 Mil €, per un totale di investimenti programmati nel periodo 2020 2024 pari a 271 Mil €.

4.2 Struttura finanziaria

phase	Progetto	2020	2021	2022	2023	2024	Totale 2020-2029
FID	metanodotto Larino-Chieti	50,9	39,4	3,8	0,3	0,0	94,4
	metanodotto San Marco-Recanati	9,3	5,4	0,0	0,0	0,0	14,7
NO FID	stazione di spinta San Marco	0,8	8,8	19,2	10,9	4,0	43,7
	metanodotto Lucera-San Paolo	0,3	0,7	12,8	15,0	12,0	71,4
	progetti metanodotti minori e sostituzioni	6,4	14,7	19,2	9,2	12,3	129,7
	progetti di mantenimento	1,4	0,5	0,1	0,3	0,5	8,8
	allacciamenti	1,0	0,4	0,4	0,4	0,5	6,7
	altri investimenti	4,2	2,9	1,0	1,0	1,0	15,1
	Totale	**14,0**	**28,0**	**52,7**	**36,8**	**30,3**	**275,3**
	Piano di Sviluppo Decennale	**74,2**	**72,8**	**56,5**	**37,1**	**30,3**	**384**

Tabella 4 - piano investimenti decennale - dati in Mil €

Il Piano verrà finanziato mediante la generazione di flussi di cassa della propria gestione caratteristica unitamente a finanziamenti esterni provvisti da primarie banche nazionali e internazionali, oltre che dalla Banca Europea degli Investimenti (BEI). In particolare il finanziamento della BEI è stato approvato dall'*European Fund of Strategic Investments* (EFSI), nell'ambito del cosiddetto *Junker Plan*, in linea con gli obbiettivi di sviluppo delle infrastrutture energetiche ed in accordo con le politiche energetiche della Comunità Europea. Nello specifico la BEI, dopo aver finanziato il progetto Cellino San Marco, entrato in esercizio, ha poi finanziato i progetti Larino Chieti e S.Marco Recanati per 90 Mil €.

La struttura finanziaria di SGI è stata disegnata per garantire un adeguato livello di liquidità e flessibilità sufficiente a far fronte ai possibili cambiamenti operativi e finanziari. Sulla base del quadro regolatorio in essere, la dimensione di giro d'affari raggiunta da SGI produrrà, nei prossimi dieci anni, un margine operativo tale da consentire, tra l'altro, il finanziamento autonomo del Piano, che alle condizioni attuali di mercato si potrà attestare nell'intorno del 30%. Il restante 70% - 75% sarà finanziato da istituti operanti nei mercati finanziari internazionali e organismi nazionali o comunitari e dalla Banca Europea degli Investimenti con finanziamenti di lungo periodo, oltre che con possibili combinazioni di strumenti di *debt capital market*.

SGI ha già in essere finanziamenti per coprire gli investimenti programmati nei prossimi anni ed ha stipulato contratti di copertura dei tassi a mitigare i rischi correlati. Il Piano qui illustrato si basa sulle condizioni tariffarie del periodo regolatorio attualmente in vigore, sia per quanto riguarda il livello di WACC e gli incentivi

riconosciuti, sia per il carico fiscale. Le direttive e i provvedimenti normativi emanati in materia dall'Unione Europea e dal Governo italiano e le decisioni dell'ARERA, possono avere un impatto significativo sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario della società.

In particolare, i futuri aggiornamenti del tasso di remunerazione del capitale investito, dovranno correttamente tener conto del fatto, che i soggetti finanziatori valutano il Piano nel suo complesso ed ogni elemento di variabilità si ripercuote sulla capacità di investimento di SGI. La capacità di attrarre capitali per investimenti dipenderà altresì dalla stabilità del regime regolatorio.

Eventuali modifiche della normativa europea o nazionale, che possano avere ripercussioni sul quadro normativo di riferimento, incideranno sull'effettiva realizzabilità del Piano qui presentato.

5 – ALLEGATI

5 ALLEGATI

5.1 Schede progetti e Analisi Costi-Benefici

SCHEDA PROGETTO - Metanodotto Larino Chieti SGI_RN_0114

ANALISI DELLA DOMANDA DI SERVIZI INFRASTRUTTURALI E DELL'OFFERTA

L'intervento rientra nel programma di ammodernamento della rete nazionale dei gasdotti SGI nel centro-sud adriatico, per alleviare il carico sulle infrastrutture realizzate negli anni '60/'70. Con la realizzazione dell'intervento SGI potrà incrementare la capacità di trasporto in condizioni di criticità per fronteggiare l'aumento della variabilità della domanda di punta, permettendo di non gravare su altri tratti dell'intera rete. Il metanodotto permetterà di connettere impianti di fornitura CNG e impianti di produzione di Biometano.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

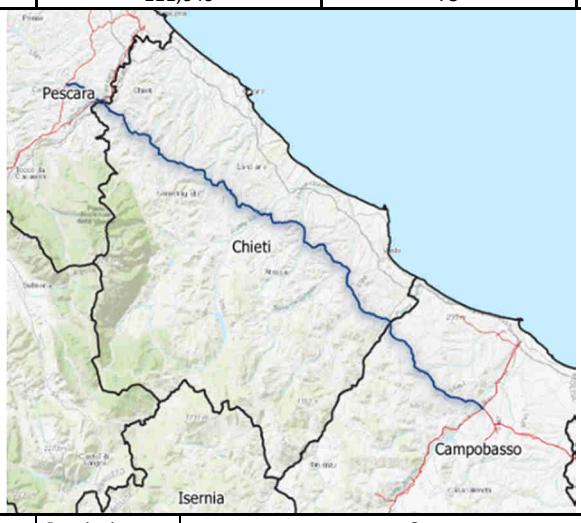
Denominazione intervento	METANODOTTO DI RETE NAZIONALE LARINO-CHIETI

Opere principali ed accessorie

Codice	Denominazione	DN	Km	Pressione (bar)	Tipologia
571_2_5	METANODOTTO LARINO CHIETI	600	111,646	75	Principale

Localizzazione intervento:

Il metanodotto "Larino - Chieti DN 600 (24"), DP 75 bar" si sviluppa all'interno delle Regioni Molise e Abruzzo per una lunghezza complessiva di 111,646 km, attraverso i Comuni delle Provincie di Chieti, Pescara e Campobasso, con stacco da area trappola ubicata in comune di Larino (CB) e punto di consegna in comune di Pianella (PE)



Territori attraversati	Regione	Provincia	Comune
	Molise	CB	Larino, Guglionesi, Montecilfone, Palata, Montenero di Bisaccia,
	Abruzzo	CH	Cupello, Furci, Monteodorisio, Scerni, Pollutri, Casalbordino, Paglieta, Lanciano, Castel Frentano, Orsogna, Filetto, Casacanditella, Bucchianico, Chieti
	Abruzzo	PE	Cepagatti, Rosciano, Pianella

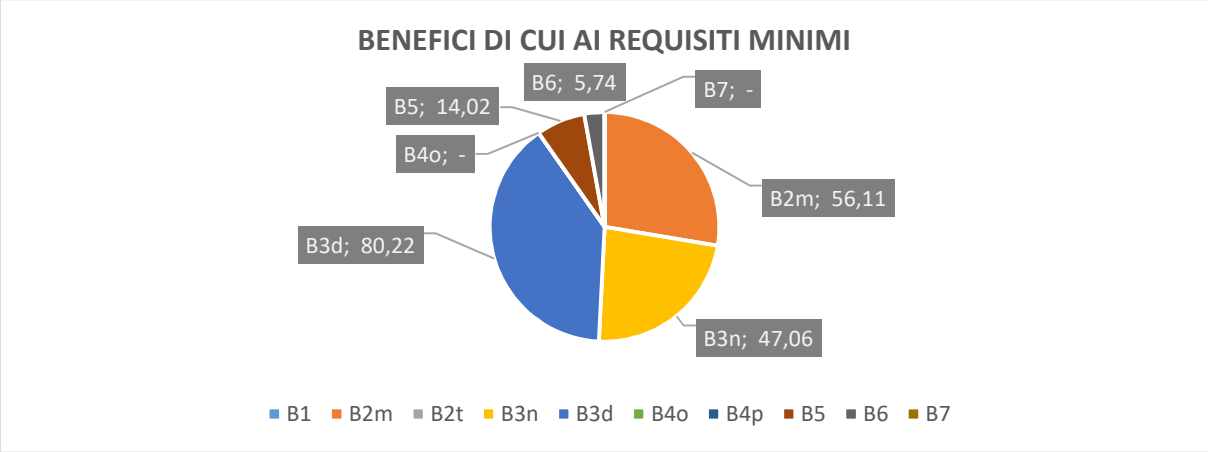
Codici identificativi intervento	SGI_RN_0114
Obiettivi generali e specifici dell'intervento	Sicurezza dell'approvvigionamento Qualità del servizio Soddisfacimento di nuova domanda
Categoria principale intervento	Potenziamento di rete esistente Estensioni di rete
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	2014 (Nei piani interni di SGI 2008 – non esistevano piani decennali fino al 2014)
Incremento delle capacità di trasporto	
Punto/i della rete impattati	n.80 punti della rete SGI
Indicazione dello stato dell'intervento	in costruzione
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	in avanzamento come da programma

Codice Opera	Inizio Progetto	Avvio Progetto di dettaglio	Presentazione AU	Ottenimento AU	Presentazione VIA	Ottenimento VIA	Inizio Lavori	Entrata in Esercizio
571_2_5	03/07/2014	08/11/2016	08/02/2017	25/06/2018	23/12/2014	01/09/2016	15/04/2019	31/12/2022

COSTI [M€]		
Capex totale progetto [M€]	Studio fattibilità, progetto VIA, progetto PU, progetto esecutivo	2,3
	Agronomi & Asservimenti bonari	1,8
	Indagini archeologiche preliminari & Concessioni	0,8
	Materiali	16,4
	Costruzione	31,0

	Supervisione/Direzione Lavori	80,8
	Contingency/varie	2,8
	TOTALE	135,8
Opex [M€/anno]		0,3
Consuntivo al 31/12/2019 [M€]		42,0

ANALISI COSTI/BENEFICI	
BENEFICI MONETARI - Totale benefici periodo di analisi	
BENEFICI DI CUI AI REQUISITI MINIMI	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	58,35
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in condizioni normali	48,94
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	83,43
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2	14,58
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	5,97
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	In via di definizione
BENEFICI ULTERIORI RISPETTO AI REQUISITI MINIMI	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	
B8b: Riduzione dei costi di compressione	
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	In via di definizione
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	In via di definizione



INDICATORI DI PERFORMACE					
Analisi 1° Stadio (rif. Par. 8.4)			Analisi 2° Stadio (rif. Par. 8.4)		
VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
83,48	1,65	13,57	82,25	1,64	13,57
Analisi di sensitività (2° Stadio)					
Gas-in	*Variabile critica*	*/ Switching Value*	2035		
Capex	*Variabile critica*	*/ Switching Value*	+65%		
CODG	*Variabile critica*	*/ Switching Value*	-63%		

SCHEDA PROGETTO - Metanodotto San Marco Recanati SGI_RN_0214

ANALISI DELLA DOMANDA DI SERVIZI INFRASTRUTTURALI E DELL'OFFERTA

Il gasdotto San Marco – Recanati costituisce il completamento della dorsale adriatica di SGI, da Larino a Recanati. L'intervento potenzia la capacità di trasporto aumentando la sicurezza e la flessibilità nella gestione operativa dell'intera rete SGI, anche con flussi bidirezionali. Il metanodotto permetterà di connettere impianti di fornitura CNG.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

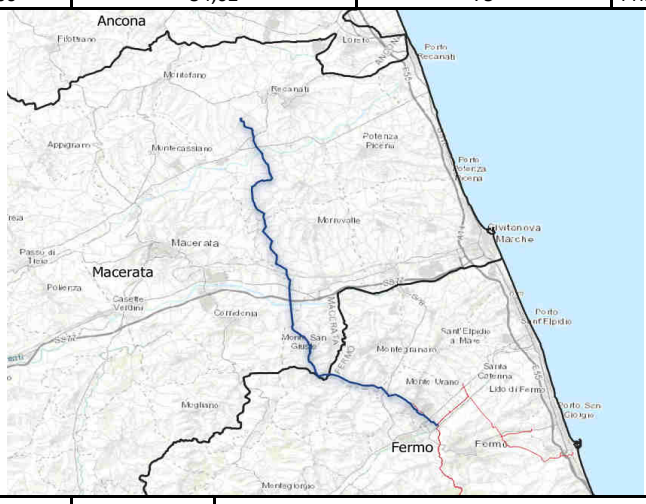
Denominazione intervento	METANODOTTO DI RETE NAZIONALE SAN MARCO-RECANATI

Opere principali ed accessorie

Codice	Denominazione	DN	Km	Pressione (bar)	Tipologia
5681	METANODOTTO SAN MARCO RECANATI	600	34,62	75	Principale

Localizzazione intervento:

L'opera in progetto consiste nella realizzazione del metanodotto San Marco-Recanati DN 600 (24") DP 75 bar, il quale si sviluppa all'interno della regione Marche e in particolare interessa le provincie di Fermo e Macerata, con andamento in senso gas Sud/Est - Nord/Ovest, sviluppandosi in parallelo alla costa adriatica ad una distanza contenuta tra i 9 e i 16 km da essa.



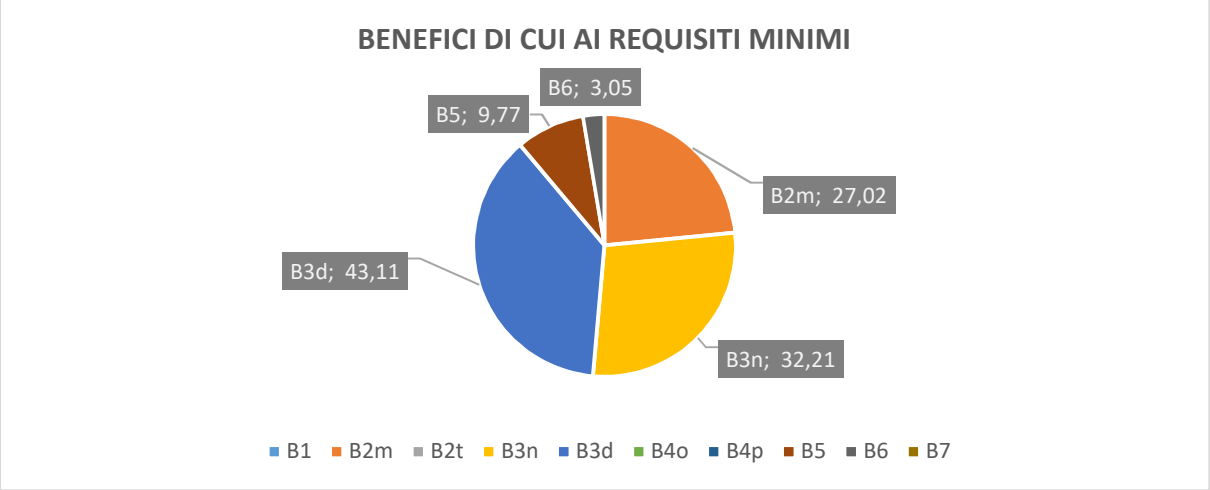
Territori attraversati	Regione	Provincia	Comune
	Marche	FM	Monte Urano, Montegranaro
	Marche	MC	Monte San Giusto, Corridonia, Morrovalle, Montelupone, Recanati

Codici identificativi intervento	SGI_RN_0214
Obiettivi generali e specifici dell'intervento	Sicurezza dell'approvvigionamento Qualità del servizio Soddisfacimento di nuova domanda
Categoria principale intervento	Potenziamento di rete esistente Estensioni di rete
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	2014
Incremento delle capacità di trasporto	
Punto/i della rete impattati	n.33 punti della rete SGI
Indicazione dello stato dell'intervento	in costruzione
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	in anticipo rispetto al programma

Codice Opera	Inizio Progetto	Avvio Progetto di dettaglio	Presentazione AU	Ottenimento AU	Presentazione VIA	Ottenimento VIA	Inizio Lavori	Entrata in Esercizio
5681	16/07/2014	26/08/2016	31/08/2017	05/04/2018	22/06/2016	21/02/2017	11/03/2019	30/06/2020

COSTI [M€]		
Capex totale progetto [M€]	Studio fattibilità, progetto VIA, progetto PU, progetto esecutivo	0,9
	Agronomi & Asservimenti bonari	0,8
	Indagini archeologiche preliminari & Concessioni	0,3
	Materiali	3,0
	Costruzione	10,6
	Supervisione/Direzione Lavori	27,4
	Contingency/varie	0,1
	TOTALE	43,1
Opex [M€/anno]		0,1
Consuntivo al 31/12/2019 [M€]		29,8

ANALISI COSTI/BENEFICI	
BENEFICI MONETARI - Totale benefici periodo di analisi	
BENEFICI DI CUI AI REQUISITI MINIMI	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	28,10
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in condizioni normali	33,50
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	44,83
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2	10,16
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	3,17
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	In via di definizione
BENEFICI ULTERIORI RISPETTO AI REQUISITI MINIMI	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	
B8b: Riduzione dei costi di compressione	
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	In via di definizione
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	In via di definizione



INDICATORI DI PERFORMACE					
Analisi 1° Stadio (rif. Par. 8.4)			Analisi 2° Stadio (rif. Par. 8.4)		
VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
78,77	2,92	8,04	78,37	2,89	8,04
Analisi di sensitività (2° Stadio)					
Anno Gas-in	*Variabile critica*	*/ Switching Value*	2042		

SCHEDA PROGETTO - Stazione di spinta San Marco - SGI_RN_0314

ANALISI DELLA DOMANDA DI SERVIZI INFRASTRUTTURALI E DELL'OFFERTA

L'intervento consiste nella realizzazione di una stazione di compressione, localizzata nella zona nord della rete di trasporto SGI, tra San Marco e Recanati, al fine di consentire la consegna e riconsegna (reverse flow) alla futura interconnessione con Snam Rete Gas di Recanati alla pressione di almeno 60 bar, incrementare la sicurezza, la continuità e l'affidabilità del sistema SGI e della rete Snam nell'area.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

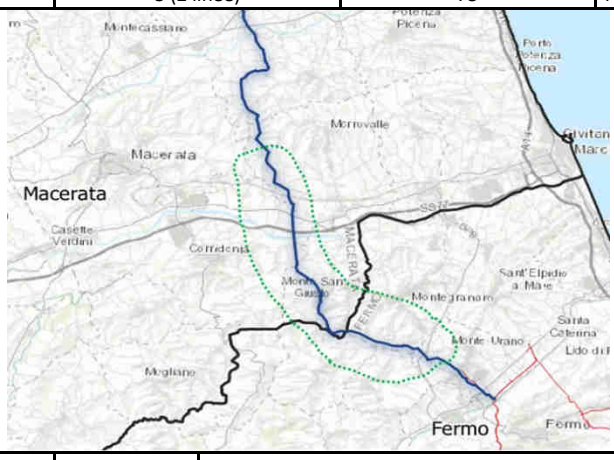
Denominazione intervento	STAZIONE DI SPINTA DI RETE NAZIONALE SAN MARCO

Opere principali ed accessorie

Codice	Denominazione	DN	MW	Pressione (bar)	Tipologia
5515	STAZIONE SAN MARCO	N.A	3 (2 linee)	75	Principale

Localizzazione intervento:

La zona ove si stà individuando la localizzazione dell'impianto è lungo il tracciato del metanodotto San Marco-Recanati, in un'area compresa tra i comuni di Montegranaro, Monte San Giusto e Corridonia



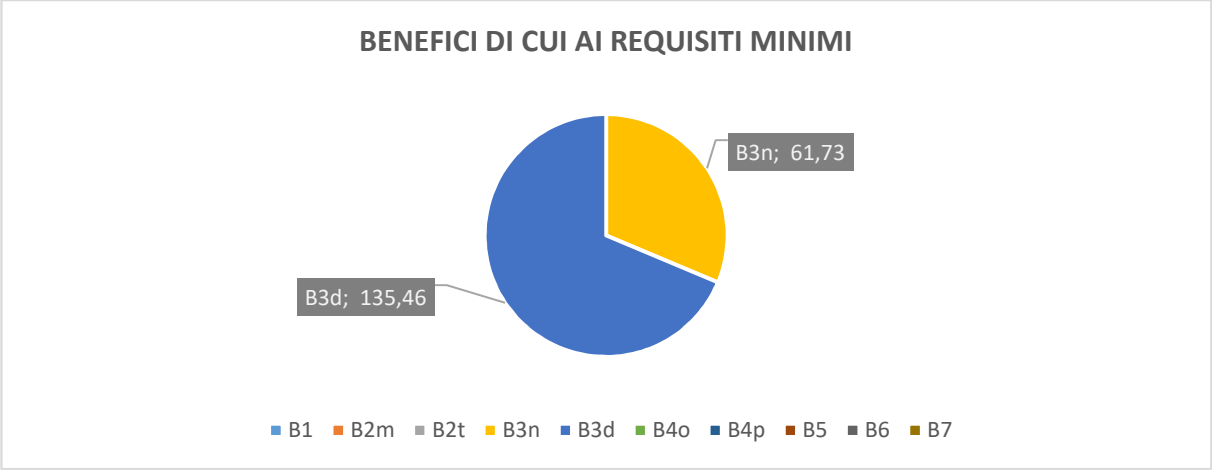
Territori attraversati	Regione	Provincia	Comune
	Marche		

Codici identificativi intervento	SGI_RN_0314
Obiettivi generali e specifici dell'intervento	Sicurezza dell'approvvigionamento Qualità del servizio
Categoria principale intervento	Potenziamento di rete esistente
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	2014
Incremento delle capacità di trasporto	
Punto/i della rete impattati	n.150 punti della rete SGI
Indicazione dello stato dell'intervento	in progetto di base
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	in ritardo rispetto al programma

Codice Opera	Inizio Progetto	Avvio Progetto di dettaglio	Presentazione AU	Ottenimento AU	Presentazione VIA	Ottenimento VIA	Inizio Lavori	Entrata in Esercizio
5515	01/07/2018	01/04/2020	01/09/2020	30/06/2021	01/03/2020	31/07/2020	01/09/2021	31/12/2023

COSTI [M€]		
Capex totale progetto [M€]	Studio fattibilità, progetto VIA, progetto PU, progetto esecutivo	3,5
	Agronomi & Asservimenti bonari	0,3
	Indagini archeologiche preliminari & Concessioni	0,4
	Materiali	17,5
	Costruzione	20,0
	Supervisione/Direzione Lavori	1,0
	Contingency/varie	1,4
	TOTALE	44,1
Opex [M€/anno]		3,7
Consuntivo al 31/12/2019 [M€]		0,2

ANALISI COSTI/BENEFICI	
BENEFICI MONETARI - Totale benefici periodo di analisi	
BENEFICI DI CUI AI REQUISITI MINIMI	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in condizioni normali	64,20
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	140,88
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2	
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	In via di definizione
BENEFICI ULTERIORI RISPETTO AI REQUISITI MINIMI	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	
B8b: Riduzione dei costi di compressione	
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	In via di definizione
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	In via di definizione



INDICATORI DI PERFORMACE					
Analisi 1° Stadio (rif. Par. 8.4)			Analisi 2° Stadio (rif. Par. 8.4)		
VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
114,76	2,27	8,83	114,39	2,26	8,83

Analisi di sensitività (2° Stadio)			
Anno Gas-in	*Variabile critica*	*/ Switching Value*	2047
CODG	*Variabile critica*	*/ Switching Value*	-57%

SCHEDA PROGETTO - Metanodotto Anello Val D'Aso SGI_RR_0119

ANALISI DELLA DOMANDA DI SERVIZI INFRASTRUTTURALI E DELL'OFFERTA

Il metanodotto permetterà di connettere impianti di fornitura CNG e impianti di produzione di Biometano (con produzione di 5.000.000 m³/anno), oltre a realizzare la magliatura della rete a servizio delle aree del Tesino e dell'Aso.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

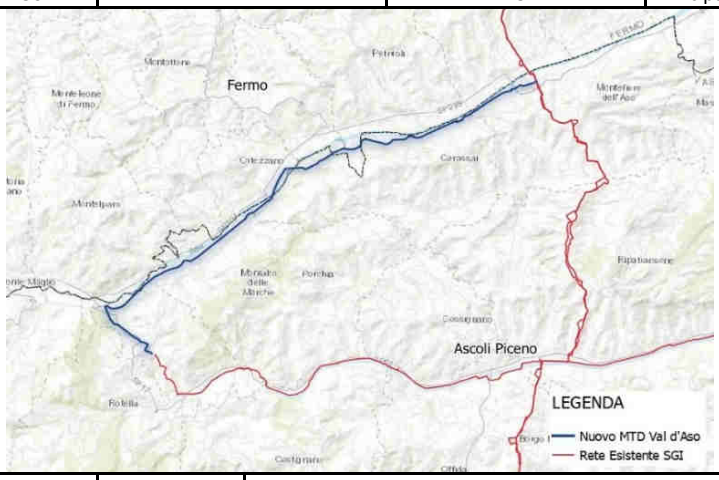
Denominazione intervento	METANODOTTO DI RETE REGIONALE ANELLO VAL D'ASO

Opere principali ed accessorie

Codice	Denominazione	DN	Km	Pressione (bar)	Tipologia
5544	METANODOTTO ANELLO VAL D'ASO	150	21	75	Principale

Localizzazione intervento:

L'opera in progetto, denominata "Metanodotto di rete regionale Anello Val d'Aso DN 150 (6"), DP 75 bar" consiste nella realizzazione di una nuova condotta che, staccandosi dall'impianto terminale del "Metanodotto Val d'Aso" nel Comune di Montedinove (AP), lungo la Strada Provinciale n. 170, arrivi fino al fondovalle del Fiume Aso, in Contrada Mulino Aso, nel quale verrà realizzato un impianto terminale consistente in un Punto di Intercettazione e Derivazione Importanti (P.I.D.I.).
Il tracciato in progetto inoltre prosegue lungo la valle del fiume Aso ricollegandosi alla rete SGI esistente in C.da Tessitori del comune di Montefiore dell'Aso.



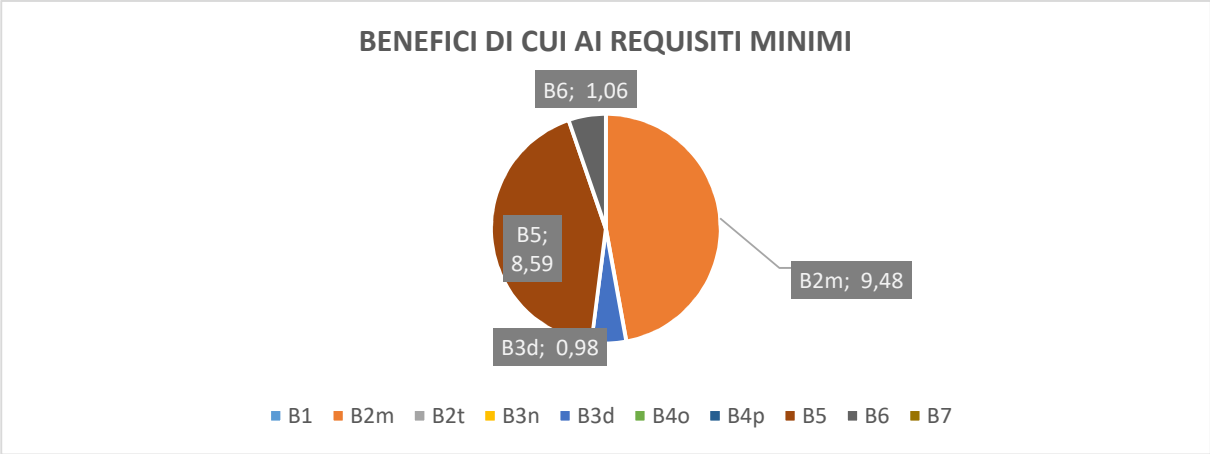
Territori attraversati	Regione	Provincia	Comune
	Marche	FM	Ortezzano, Petritoli
	Marche	AP	Montedinove, Montalto delle Marche, Carassai, Montefiore dell'Aso

Codici identificativi intervento	SGI_RR_0119
Obiettivi generali e specifici dell'intervento	Sicurezza dell'approvvigionamento Qualità del servizio Soddisfacimento di nuova domanda
Categoria principale intervento	Potenziamento di rete esistente Estensioni di rete
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	2014
Incremento delle capacità di trasporto	
Punto/i della rete impattati	n.4 punti della rete SGI
Indicazione dello stato dell'intervento	in autorizzazioni pubbliche
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	in avanzamento come da programma

Codice Opera	Inizio Progetto	Avvio Progetto di dettaglio	Presentazione AU	Ottenimento AU	Presentazione VIA	Ottenimento VIA	Inizio Lavori	Entrata in Esercizio
5544	01/07/2019	01/04/2020	01/11/2020	30/06/2021	01/07/2020	31/10/2020	01/09/2021	31/12/2023

COSTI [M€]		
Capex totale progetto [M€]	Studio fattibilità, progetto VIA, progetto PU, progetto esecutivo	0,60
	Agronomi & Asservimenti bonari	2,00
	Indagini archeologiche preliminari & Concessioni	0,40
	Materiali	1,40
	Costruzione	7,80
	Supervisione/Direzione Lavori	1,00
	Contingency/varie +10%	1,30
	TOTALE	14,30
Opex [M€/anno]		0,04
Consuntivo al 31/12/2019 [M€]		0,00

ANALISI COSTI/BENEFICI	
BENEFICI MONETARI - Totale benefici periodo di analisi	
BENEFICI DI CUI AI REQUISITI MINIMI	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	9,86
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in condizioni normali	
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	1,02
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2	8,94
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	1,10
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	In via di definizione
BENEFICI ULTERIORI RISPETTO AI REQUISITI MINIMI	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	
B8b: Riduzione dei costi di compressione	
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	In via di definizione
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	In via di definizione



INDICATORI DI PERFORMACE					
Analisi 1° Stadio (rif. Par. 8.4)			Analisi 2° Stadio (rif. Par. 8.4)		
VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
8,24	1,65	15,18	8,12	1,63	15,18

Analisi di sensitività (2° Stadio)			
Anno Gas-in	*Variabile critica*	*/ Switching Value*	2036
Capex	*Variabile critica*	*/ Switching Value*	+65%

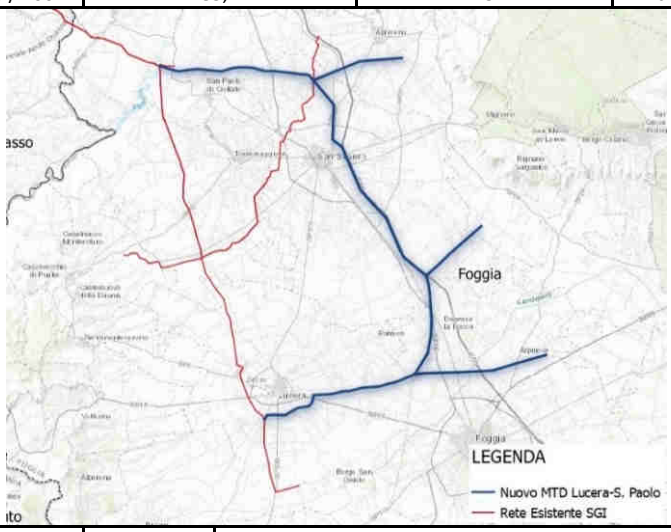
SCHEDA PROGETTO - Metanodotto Lucera San Paolo Civitate SGI_RR_0319

ANALISI DELLA DOMANDA DI SERVIZI INFRASTRUTTURALI E DELL'OFFERTA
Il metanodotto permetterà di servire l'area della Capitanata, non coperta da rete, consentendo di connettere impianti di fornitura CNG e impianti di produzione di Biometano in corso di sviluppo nella zona.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO					
Denominazione intervento	METANODOTTO DI RETE REGIONALE LUCERA SAN PAOLO CIVITATE				
Opere principali ed accessorie					
Codice	Denominazione	DN	Km	Pressione (bar)	Tipologia
SGI_RR_0319	METANODOTTO LUCERA SAN PAOLO	300 / 100	85,7	75	Principale

Localizzazione intervento:

L'opera in progetto, denominata "Metanodotto Lucera-San Paolo DN 300 (12"), DP 75 bar" consiste nella realizzazione di una nuova condotta che, interconnessa con le attuali linee sulla direttirce Larino-Reggente, definirà un "anello" che consentirà di soddisfare i fabbisogni di allacciamento nell'area nord-est della Puglia, cd. "Capitanata". Il tracciato si sviluppa in direzione ovest-est da Lucera a Foggia, poi in direzione nord da Foggia a Apricena e, infine, in direzione est-ovet da Apricena a San Paolo Civitate. Completano il sistema tre bretelle di collegamento a servizio dell'area.

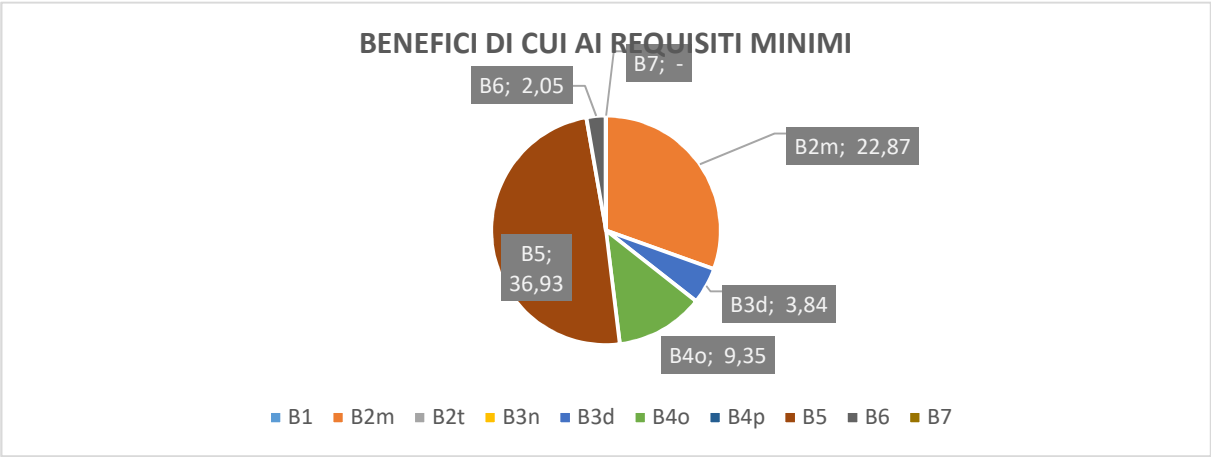


Territori attraversati	Regione	Provincia	Comune
	Puglia	FM	Lucera, Foggia, San Severo, Apricena, San Paolo di Civitate
Codici identificativi intervento	SGI_RR_0319		
Obiettivi generali e specifici dell'intervento	Soddisfacimento di nuova domanda Qualità del servizio Sicurezza dell'approvvigionamento		
Categoria principale intervento	Potenziamento di rete esistente Estensioni di rete		
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	2019		
Incremento delle capacità di trasporto			
Punto/i della rete impattati	n.4 punti della rete SGI		
Indicazione dello stato dell'intervento	in fattibilità		
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	n.a.		

Codice Opera	Inizio Progetto	Avvio Progetto di dettaglio	Presentazione AU	Ottenimento AU	Presentazione VIA	Ottenimento VIA	Inizio Lavori	Entrata in Esercizio
	01/07/2019	01/10/2020	01/04/2021	15/01/2022	01/04/2021	31/12/2021	01/03/2022	31/12/2024

COSTI [M€]		
Capex totale progetto [M€] metanodotto	Studio fattibilità, progetto VIA, progetto PU, progetto esecutivo	3,0
	Agronomi & Asservimenti bonari	8,7
	Indagini archeologiche preliminari & Concessioni	1,5
	Materiali	10,3
	Costruzione	36,3
	Supervisione/Direzione Lavori	5,3
	Contingency/varie +10%	6,3
	TOTALE	71,4
Opex [M€/anno]		0,1
Consuntivo al 31/12/2019 [M€]		0,0

ANALISI COSTI/BENEFICI	
BENEFICI MONETARI - Totale benefici periodo di analisi	
BENEFICI DI CUI AI REQUISITI MINIMI	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	23,78
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in condizioni normali	
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	4,00
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	9,72
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2	38,40
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	2,13
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	In via di definizione
BENEFICI ULTERIORI RISPETTO AI REQUISITI MINIMI	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	
B8b: Riduzione dei costi di compressione	
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	In via di definizione
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	In via di definizione



INDICATORI DI PERFORMACE					
Analisi 1° Stadio (rif. Par. 8.4)			Analisi 2° Stadio (rif. Par. 8.4)		
VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
19,46	1,33	18,89	18,16	1,32	18,42

Analisi di sensitività (2° Stadio)			
Anno Gas-in	*Variabile critica*	*/ Switching Value*	2035
Capex	*Variabile critica*	*/ Switching Value*	+35%

SCHEDA PROGETTO - Rifacimento Metanodotto Cellino-Pineto-Bussi SGI_RR_0219

ANALISI DELLA DOMANDA DI SERVIZI INFRASTRUTTURALI E DELL'OFFERTA

Il progetto è finalizzato a garantire l'esercizio in sicurezza della rete di trasporto gas, esso prevede la sostituzione per obsolescenza di varie tratte di alcune importanti linee regionali 7"/8", per una lunghezza complessiva di circa 87 km. Il progetto sarà diviso in tre tranche e prevederà il rifacimento di 60 km di rete. I metanodotti in esercizio risalgono all'anno 1961 e per garantire l'esercizio in sicurezza per il futuro è necessario sostituire le tubazioni per alcuni tratti, rifare le linee nei tratti in cui l'evoluzione urbanistica non consente di sostituire le condotte negli stessi tracciati ed infine dismettere alcuni tratti ove l'esercizio in sicurezza non sarà più possibile vista la conformazione urbana ormai consolidata.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

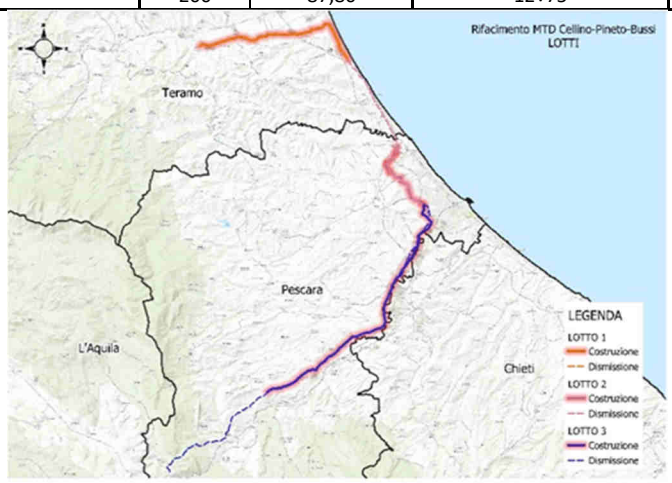
Denominazione intervento	METANODOTTO DI RETE REGIONALE GASDOTTO CELLINO-PINETO-BUSSI

Opere principali ed accessorie

Cod.	Denominazione	DN	Km	Pressione (bar)	Tipologia
	Rifacimento metanodotto Cellino-Pineto-Bussi	200	60,40	12÷75	Principale
	Dismissioni	200	87,80	12÷75	Principale

Localizzazione intervento:

Il metanodotto "Cellino - Pineto - Bussi DN 200 (8"), DP 75-12 bar" si sviluppa all'interno della Regione Abruzzo attraverso i Comuni delle Provincie di Chieti, Pescara e Teramo.
Il rifacimento prevedede la realizzazione di tre tratti che ripercorrono, per quanto possibile, il tracciato attuale. Il primo di lunghezza circa 19,7 Km DN 200 (8") DP 75 bar con stacco dal nodo 5960 esistente nel Comune di Cellino Attanasio (TE) ed arrivo nel Comune di Pineto (TE), il secondo tratto di lunghezza circa 20,0 Km DN 200 (8") DP 12 bar da Città S. Angelo (TE) NODO 6410 a Cepagatti (PE) NODO 6250, il terzo tratto di lunghezza circa 20,7 Km DN 200 (8") DP 12 con stacco dal comune di Cepagatti (PE) NODO 6250 a Cabina Alanno (PE) NODO 6320.



	Regione	Provincia	Comune
Territori attraversati	Abruzzo	TE	Cellino Attanasio, Atri, Pineto
	Abruzzo	PE	Alanno, Rosciano, Cepagatti, Spoltore, Pescara, Montesilvano, Città S. Angelo
	Abruzzo	CH	Chieti, San Giovanni Teatino

Codici identificativi intervento	SGI_RR_0219
Obiettivi generali e specifici dell'intervento	Sicurezza dell'approvvigionamento Qualità del servizio
Categoria principale intervento	Rifacimento di rete esistente
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	2019
Incremento delle capacità di trasporto	
Punto/i della rete impattati	I punti della rete impattati sono n. 9
Indicazione dello stato dell'intervento	in progetto di basejm
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	n.a.

Codice Opera	Inizio Progetto	Avvio Progetto di dettaglio	Presentazione AU	Ottenimento AU	Presentazione VIA	Ottenimento VIA	Inizio Lavori	Entrata in Esercizio
1	01/01/2020	01/07/2020	Iter in corso di verifica		Iter in corso di verifica		30/11/2021	31/12/2025

COSTI [M€]		
Capex totale progetto [M€]	Studio fattibilità, progetto VIA, progetto PU, progetto esecutivo	1,2
	Patrimoniali - Agronomi & Asservimenti bonari (servitù + danni) Atti e OU	3,6
	Patrimoniali - Indagini archeologiche preliminari & Concessioni	1,2
	Materiali	0,4
	Costruzione	4,3
	Supervisione/Direzione Lavori	25,1
	Contingency/varie +10%	2,2
	TOTALE	38,0
Consuntivo al 31/12/2019 [M€]		0,0
Intervento escluso dall'ambito di applicazione della Analisi Costi Benefici ai sensi dell'arti. 9.2 All.A Del. 468/2018/R/GAS		

SCHEDA PROGETTO - Rifacimento Metanodotto Anello di Campobasso SGI_RR_0117

ANALISI DELLA DOMANDA DI SERVIZI INFRASTRUTTURALI E DELL'OFFERTA

Il progetto è finalizzato a garantire l'esercizio in sicurezza della rete di trasporto gas, esso prevede la sostituzione per obsolescenza di una importante linea regionale 14", per una lunghezza complessiva di circa 12 km, che consente la magliatura della rete nell'area di Campobasso. Attualmente le condotte hanno superato i 50 anni. L'intervento prevede la contestuale dismissione dell'attuale tubazione.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

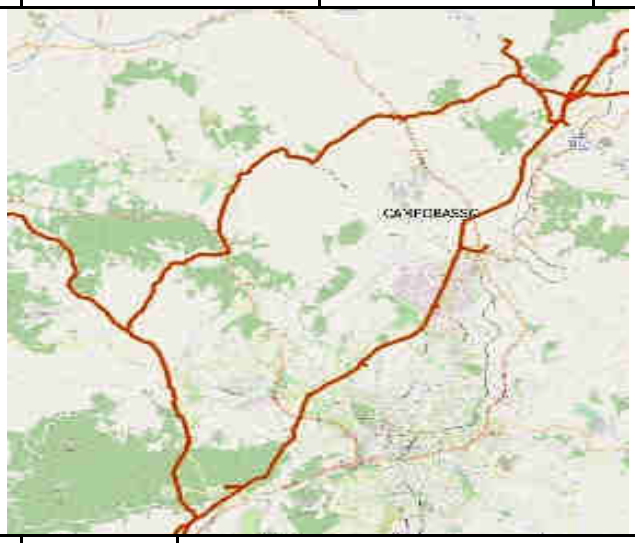
Denominazione intervento	RIFACIMENTO METANODOTTO DI RETE REGIONALE ANELLO CAMPOBASSO

Opere principali ed accessorie

Codice	Denominazione	DN	Km	Pressione (bar)	Tipologia
5586	RIFACIMENTO METANODOTTO ANELLO CAMPOBASSO	350	12	12-75	Principale

Localizzazione intervento:

Il tratto di metanodotto oggetto dell'intervento si sviluppa nel tratto del metanodotto Larino-Colleferro-Sora, in provincia di Campobasso lungo la direttrice SW-NE, compreso tra il Nodo 780/785 (Impianto di Riduzione "Montagano"), sito nel comune di Ripalimosani (CB) ed il Nodo 1030 (Cabina "Busso"),, sito nel comune di Campobasso, per una lunghezza totale di circa 12 km. Tale infrastruttura, così come inglobata nell'attuale configurazione del territorio (tra cui anche la "ZONA INDUSTRIALE DI CAMPOBASSO") risulta irripetibile e riveste particolare importanza strategica in quanto consente di alimentare, in esclusiva, la città di Campobasso, l'Ospedale del capoluogo, i comuni di Ripalimosani, Matrice, Campolieto, Montagano ed altre utenze minori ad essa allacciate



erritori attraversati	Regione	Provincia	Comune
	Molise	CB	Campobasso, Ripalimosani
Codici identificativi intervento	SGI_RR_0117		
Obiettivi generali e specifici dell'intervento	Sicurezza dell'approvvigionamento Qualità del servizio		
Categoria principale intervento	Rifacimento di rete esistente		
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	2016		
Incremento delle capacità di trasporto			
Punto/i della rete impattati	n.10 punti della rete SGI		
Indicazione dello stato dell'intervento	in costruzione		
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	in avanzamento come da programma		

Codice Opera	Inizio Progetto	Avvio Progetto di dettaglio	Presentazione AU	Ottenimento AU	Presentazione VIA	Ottenimento VIA	Inizio Lavori	Entrata in Esercizio
5586	01/05/2017	01/10/2017	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	01/04/2018	31/12/2021

COSTI [M€]		
Capex totale progetto [M€]	Studio fattibilità, progetto VIA, progetto PU, progetto esecutivo	0,5
	Agronomi & Asservimenti bonari	0,3
	Indagini archeologiche preliminari & Concessioni	0,4
	Materiali	2,2
	Costruzione	4,9
	Supervisione/Direzione Lavori	0,3
	Contingency/varie +5%	0,5
	TOTALE	9,0
Consuntivo al 31/12/2019 [M€]		1,4
Intervento escluso dall'ambito di applicazione della Analisi Costi Benefici ai sensi dell'arti. 9.2 All.A Del. 468/2018/R/GAS		

5.2 Tabella sintetica progetti

Piano 2020-29								Piano 2019-2028		
Codice	Denominazione	Anno Entrata in esercizio	DN	km/MW	Costo (M€)	FID / NON FID	Stato Avanzamento	Anno Entrata in esercizio	FID / NON FID	Stato Avanzamento
SGI_RN_0214	MET. SAN MARCO-RECANATI	2020	600	35	43	FID	in costruzione	2020	FID	in costruzione
SGI_RR_0117	RIFACIMENTO MET. ANELLO CAMPOBASSO	2021	350	12	9	FID	in costruzione	2021	FID	in costruzione
SGI_RN_0114	MET. LARINO-CHIETI	2022	600	112	136	FID	in costruzione	2022	FID	in costruzione
SGI_RN_0314	STAZIONE DI SPINTA SAN MARCO	2023	-	3 (2 linee)	44	NON FID	in autorizzazioni pubbliche	2023	NON FID	in progetto di base
SGI_RR_0119	MET. ANELLO VAL D'ASO	2023	150	21	14	FID	in autorizzazioni pubbliche	2023	FID	in autorizzazioni pubbliche
SGI_RR_0319	MET. LUCERA - SAN PAOLO CIVITATE	2024	300/ 100	86	71	NON FID	in progetto di base	2024	NON FID	In fattibilità
SGI_RR_0219	RIFACIMENTO MET. CELLINO-PINETO-BUSSI	2025	200	148	38	NON FID	in progetto di base	2025	NON FID	in progetto di base

APPENDICE - Investimenti per l'Innovazione

In coerenza agli obiettivi: 1) Decarbonizzazione e 5) Ricerca & Innovazione della Proposta di Piano Nazionale Integrato Energia Clima qui di seguito s'illustrano le iniziative che SGI sta intraprendendo sul tema della transizione energetica. A seguito di specifica indicazione dell'Autorità queste iniziative non sono da considerarsi parte integrante del Piano, in quanto non attinenti l'attività di trasporto gas in senso stretto, ma sono qui illustrate in quanto connesse ai programmi di sviluppo di lungo termine della rete SGI.

SGI ritiene che l'infrastruttura gas potrà svolgere un ruolo centrale nella transizione energetica. La progressiva decarbonizzazione dei gas immessi nella rete di trasporto consentirà di ridurre le emissioni in alcuni dei settori più ostici da decarbonizzare come l'industria ad alta temperatura, il riscaldamento e la mobilità. Vanno inoltre approfondite le potenzialità in termini di bilanciamento del carico sulla rete elettrica, guardando ai forti incrementi attesi di fonti non programmabili (eolico e fotovoltaico) e alle necessità di sviluppare contestualmente cospicui sistemi di accumulo, come quello che la rete gas potrebbe appunto prepararsi a fornire.

L'orizzonte di questa transizione vede il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050.

Il Power-to-Gas (PtG) è quell'insieme di procedimenti che consentono di convertire l'elettricità rinnovabile non programmabile (FERNP) in gas e, con speciale riferimento al procedimento di elettrolisi dell'acqua, in idrogeno "verde"[8]. In una fase successiva la combinazione dell'idrogeno verde con la CO2, attraverso il processo di metanazione, permette di produrre metano sintetico con proprietà simili al gas naturale fossile, ma 100% rinnovabile e, dato l'assorbimento di C02, ha emissioni nette potenzialmente negative, a seconda dell'origine della CO2 utilizzata.

Questa tecnologia è ideale per supportare l'utilizzo dell'eccesso di FERNP ed intermittenti come il vento e il sole, che altrimenti verrebbe sprecata, ad es. a causa della mancanza di domanda puntuale o carenza di capacita di trasmissione e/o di stoccaggio di tale energia.

La rete del gas potrà essere utilizzata per immagazzinare l'energia, sotto forma di gas rinnovabile che quindi potrà sfruttare da subito l'intera infrastruttura gas esistente (trasporto, stoccaggio e distribuzione) con un impareggiabile beneficio in termini di scalabilità e costi di diffusione. Senza impatti per l'utente finale. Tra i potenziali impatti positivi dell'implementazione del PtG vi è certamente l'accelerazione della penetrazione di dette FERNP, caratterizzate anche da una significativa stagionalità, nel mix energetico nazionale.

Il primo passo che SGI intende perseguire su questa strada è la produzione d'idrogeno verde mediante elettrolisi per l'immissione diretta in rete. Numerosi test realizzati in ambito UE hanno provato che risulta tecnicamente possibile miscelare in sicurezza dal 2% fino, a certe condizioni, a circa il 10% di idrogeno con il metano.

La collocazione della rete SGI nel centrosud Italia, ove è presente, ma soprattutto è previsto un ulteriore massiccio sviluppo di generazione da FERNP (eolico e solare) rende la rete SGI particolarmente indicata per ospitare impianti PtG.

[8] Idrogeno verde s'intente idrogeno prodotto con energia elettrica generata esclusivamente da FER. Si differenzia dall'idrogeno "grigio" che è prodotto con combustibili fossili o dall'idrogeno blu prodotto sempre con combustibili fossili, almeno in parte, ma le cui emissioni sono compensate o sequestrate.

SGI sta concludendo uno studio di fattibilità con ENEA, con cui è stato siglato nel Marzo 2019 un apposito Protocollo d'Intesa sui temi PtG, per definire localizzazione e taglia di uno o più progetti pilota. In una prima fase la rete SGI potrà assorbire a regime fino a 88 Mil m^3/anno d'idrogeno prodotti da capacità di conversione complessiva tra i 200 e i 300 MW dislocata in vari punti della propria rete. Si prevede che questa fase potrà essere avviata nel corso del presente Piano per essere completata nei primi anni '30.

In linea con l'obiettivo di emissioni nette di CO2 pari a zero al 2050, SGI prevede in una seconda fase che sia realizzata ulteriore capacità, una volta che la tecnologia abbia raggiunto una maturità commerciale, destinata alla conversione di FERNP in metano sintetico, combustibile perfettamente compatibile con le attuali specifiche di rete e 100% rinnovabile.

Il PtG è un asse di ricerca del Programma Triennale della Ricerca sul Sistema Elettrico 2019-2022 ufficializzato fra ENEA e MiSE. La definizione di un quadro tecnico e normativo per le attività PtG, fra cui le regole applicabili da parte di ARERA all'innovazione nel trasporto del gas ed il ruolo assegnato ai TSO, determinerà l'effettiva dimensione e tempistica del programma che potrà essere portatato a termine sulla rete SGI.

Glossario

ARERA Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

DN Diametro

Entso-G Rete Europea di gestori del sistema di trasporto del gas

FER Fonti Energetiche Rinnovabili

FERNP Fonti Energetiche Rinnovabili Non Programmabili

FID Decisione finale di investimento

Gas-in Entrata in esercizio del metanodotto

GNL Gas Naturale Liquefatto

IMT Impresa Maggiore di Trasporto (=SRG)

LNG Liquefied Natural Gas

m^3 Metro cubo

Mld Miliardo

Mil Milioni

MiSE Ministero dello Sviluppo Economico italiano

Piano Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale di SGI

PNIEC Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima del MiSE

Power to Gas o PtG Il Power-to-Gas (PtG) è quell'insieme di procedimenti che consentono di convertire l'elettricità rinnovabile in gas e, con speciale riferimento al procedimento di elettrolisi, in idrogeno

RNG Rete nazionale gasdotti

RRG Rete regionale gasdotti

SEN Strategia Energetica Nazionale

SS LNG Small scale LNG

Sm^3 Standard metro cubo

Sm^3/g Standard metro cubo / giorno

SRG Snam Rete Gas

TAP Trans Adriatic Pipeline (TAP) AG è una società costituita per la progettazione, lo sviluppo e la realizzazione del gasdotto TAP

Ton Tonnellate

TSO Gestore della rete di trasporto

TYNDP Ten Year Network Development Plan

WACC Tasso di remunerazione del capitale investito

VIA Valutazione di impatto ambientale

Societa' Gasdotti Italia S.p.A.

Soggetta a direzione e coordinamento di Sole Ventures S.à.r.l.

Sede Legale: Via della Moscova, 3 – 20121 Milano

Uffici Amministrativi e Direzione Generale – Via dei Salci, 25 – 03100 FROSINONE

E-mail: sviluppo@sgispa.com

www.gasdottitalia.it