

SNAM RETE GAS

Schede di intervento

PENSIERO SOSTENIBILE



Energy to inspire the world

SNAM RETE GAS

Schede di intervento

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



Energy to inspire the world

Sommario

Interventi sulla rete di trasporto del gas naturale	3
Allegato 1. Modalità di determinazione della capacità di trasporto	4
Allegato 2. Schede Progetti di sviluppo	10
Allegato 2a. Schede Progetti di sviluppo Rete Nazionale	12
Allegato 2b. Schede Progetti di sviluppo Rete Regionale	66
Allegato 3. Schede Progetti di Mantenimento e Sicurezza	72
Allegato 3a. Schede Progetto Mantenimento	74
Allegato 3b. Schede Progetto Mantenimento per Sicurezza	86
Allegato 4. Schede progetti entrati in esercizio nel 2022	142
Allegato 5. Schede progetto ricevute da terzi	152
 Interventi sulla transizione energetica	 158
Interventi sulla rete di trasporto di gas naturale	162
Interventi per la rete multivettoriale	168

Interventi sulla rete di trasporto del gas naturale

Per quanto concerne le informazioni di cui all'art. 2.1dbis), 2.1f), 3.1 c) e 7.1bis) della Delibera 468/2018/R/gas, si rimanda agli allegati pubblicati sul sito Snam.

Allegato 1

Modalità di determinazione della capacità di trasporto

Le capacità di trasporto nei Punti di Entrata, di Uscita e di Riconsegna della rete di trasporto sono definite nel capitolo 2 del Codice di Rete, ove sono descritte anche le modalità con cui tali capacità sono determinate da Snam Rete Gas. Le capacità di trasporto nei Punti di Entrata, interconnessi con l'estero o con terminali GNL, sono determinate mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto, definendo i flussi in entrata e in uscita nella rete e verificando il rispetto dei vincoli di esercizio della rete. I dati di input delle simulazioni sono costituiti dai valori di portata giornaliera e/o di pressione nei Punti di Entrata, e dai valori di portata giornaliera e/o di pressione nei punti di Uscita/Riconsegna. I risultati delle simulazioni sono costituiti dai valori di pressione nei punti di Uscita/Riconsegna, dai valori di portata e di pressione del gas in transito nei vari tratti della rete e dai valori delle grandezze caratteristiche (ad es. la potenza e il numero di giri) del funzionamento delle centrali di compressione.

Le capacità di trasporto nei punti di Entrata possono essere messe a disposizione degli utenti con servizi di trasporto di tipo continuo o di tipo interrompibile. Le capacità di trasporto di tipo continuo sono calcolate in modo tale che il valore di capacità risultante è garantito in ogni situazione e in ogni periodo dell'Anno Termico. Tali capacità sono messe a disposizione per un orizzonte temporale pluriennale.

Oltre alle capacità di trasporto di tipo continuo, sono calcolate e messe a disposizione, su base annua, le capacità di trasporto di tipo interrompibile, il cui valore è determinato facendo ricorso a vincoli di esercizio meno severi di quelli utilizzati per il calcolo delle capacità di tipo continuo.

Le capacità di trasporto nei Punti di Uscita interconnessi con l'estero sono determinate con modalità analoghe a quelle utilizzate per i Punti di Entrata, tenendo conto della necessità di garantire le capacità di trasporto nei Punti di Uscita senza compromettere l'alimentazione dei mercati collegati alla rete in Italia. Le capacità di trasporto nei Punti di Uscita interconnessi con l'estero sono messe a disposizione su base annua.

Di seguito si riportano alcune informazioni sull'intero processo di definizione delle capacità di trasporto sulla rete Snam Rete Gas, incluse le caratteristiche tecniche del sistema di simulazione.



Programmi di simulazione della rete

Il sistema informatico utilizzato per le simulazioni di trasporto è costituito da un insieme di programmi rivolti alla simulazione, in regime stazionario, di reti magliate e di centrali di compressione. Il sistema attualmente utilizzato, denominato SIRE2000, è stato prodotto su specifiche di Snam Rete Gas.

L'interazione con il sistema da parte degli operatori di Snam Rete Gas avviene mediante un'interfaccia grafica che consente l'input dei dati necessari nel sistema e l'analisi dei risultati della simulazione.

Le principali caratteristiche del sistema permettono di:

- modellizzare la rete, rappresentandola con tratti di metanodotto e punti di calcolo che corrispondono, nel modello, a elementi fisici quali i nodi principali di connessione tra le condotte, i punti di stacco di derivazioni o di reti di distribuzione, i cambi di diametro o di profilo altimetrico delle condotte. I punti di calcolo sono posti pure in corrispondenza dell'aspirazione e della mandata delle centrali di compressione, dei Punti di Entrata interconnessi con i metanodotti di importazione, con i terminali GNL, con i campi di produzione, e infine con le interconnessioni con i campi di stoccaggio;
- concentrare i flussi di gas, in entrata e in uscita dalla rete, nei punti di calcolo;
- simulare la rete per calcolare le seguenti grandezze, risolvendo un sistema di equazioni di trasporto secondo formule e modelli riconosciuti dalla letteratura scientifica e dalle associazioni tecniche del gas:
- pressione, temperatura e composizione del gas nei punti di calcolo;
- portata e composizione del gas in ogni tratto di metanodotto;
- portata in transito negli impianti di regolazione/riduzione della pressione localizzati lungo la rete, per verificarne la compatibilità rispetto alla capacità nominale dell'impianto;
- punti di funzionamento delle centrali di compressione;
- utilizzare un modello relativo alle centrali di compressione, basato su:
- applicazione del criterio di controllo caratteristico della centrale per la ripartizione della portata tra le unità;
- simulazione realistica del punto di funzionamento di compressori e turbine, grazie all'utilizzo di un modello matematico che descrive le curve caratteristiche delle singole macchine, risultanti dalle rilevazioni in campo (ove disponibili) o dalle curve attese fornite dai costruttori; tale simulazione consente, con buona approssimazione, la determinazione del perimetro di funzionamento delle centrali basato sulle effettive curve limite (antisurge, minimo e massimo numero di giri, massima potenza);
- calcolo delle grandezze caratteristiche delle unità di compressione, basato sul modello delle macchine (ad esempio: consumo di gas, potenza richiesta dal compressore, potenza fornita dalla turbina, numero di giri).

I modelli di calcolo utilizzati adottano le seguenti principali equazioni di base:

- calcolo delle perdite di carico: Equazione di Fergusson;
- equazione di stato per il calcolo di Z e dei fattori derivati: Equazione Redlich-Kwong;
- calcolo del friction factor: Equazione di Colebrook;
- calcolo della viscosità: Metodo di Dean-Stiel.

Vincoli di esercizio

Pressioni di consegna

Le pressioni minime contrattuali di consegna nei Punti di Entrata, concordate con gli operatori interconnessi alla rete di trasporto già in fase di dimensionamento degli impianti di interconnessione, sono pubblicate sul sito Internet di Snam Rete Gas, in accordo a quanto stabilito dal Codice di Rete.

I valori delle pressioni di consegna attualmente in vigore sono i seguenti:

VINCOLI DI PRESSIONE CONTRATTUALE	
PUNTO DI ENTRATA	PRESSIONE MINIMA CONTRATTUALE (BAR REL.)
Tarvisio	52,5
Gorizia	64
Passo Gries *	49/52
Mazara del Vallo	75
Gela	70
Melendugno	74,5
Panigaglia	70
Livorno	80
Cavarzere	70

Pressione riferita alla stazione di misura di Masera (52 bar rel. per flussi tra 0 – 400.000 Nm³/h e 49 bar rel. per flussi superiori a 400.000 Nm³/h).

Pressioni massime nei metanodotti

La pressione in un metanodotto non può mai essere superiore alla massima pressione di esercizio del metanodotto prevista dalla normativa vigente, cioè la pressione dichiarata all'autorità Competente VVF), valore generalmente coincidente con la pressione di progetto della condotta.

Nelle simulazioni di trasporto si considerano pressioni massime nei metanodotti inferiori di 1 bar rispetto alla massima pressione operativa, al fine di evitare il superamento di tale valore per effetto di variazioni altimetriche o di regimi transitori di trasporto. Alcuni tratti dei metanodotti a valle dei punti di entrata di Passo Gries e Tarvisio, costruiti nei primi anni '70 e quasi interamente duplicati o triplicati con nuove linee, sono eserciti con una massima pressione operativa più bassa.

Pressioni minime nei metanodotti

I vincoli di pressione minima nei metanodotti tengono conto:

- delle pressioni minime di funzionamento delle centrali di compressione, incrementate per tenere conto delle fluttuazioni di pressione della rete nel corso della giornata o in presenza di transitori;
- dei rapporti di compressione delle centrali di compressione, che nella rete di trasporto Snam Rete Gas assumono valori compresi tra 1,4 e 1,5 (70/50 bar rel. sulla rete di trasporto con CPI di 70 bar rel.; 75/50 bar rel. sulla rete di trasporto con CPI di 75 bar rel.);

- della necessità di mantenere un livello minimo di pressione ai terminali delle reti che si dipartono dai nodi e dalla rete di trasporto, in modo da far fronte ai picchi di prelievo che altrimenti tenderebbero a svuotare le condotte nelle ore di punta (il quantitativo di gas contenuto nei metanodotti è infatti direttamente proporzionale alla pressione);
- delle pressioni minime di riconsegna agli stoccaggi, incrementate per tenere conto delle fluttuazioni di pressione nel corso della giornata o in presenza di transitori;
- delle pressioni minime di ingresso degli impianti di riduzione/regolazione della pressione;
- delle pressioni minime garantite nei punti di consegna.

I vincoli di pressione minima nei metanodotti sono imposti all'ingresso delle centrali di compressione e nei principali nodi della rete di trasporto, in modo che la pressione risulti sempre superiore ai valori minimi desiderati in qualsiasi altro punto della rete simulata.

La pressione minima è pari a 49 bar rel. nei nodi di Mortara e Sergnano e a 54 bar rel. nel nodo di Minerbio. Per quanto riguarda le pressioni minime in ingresso alle centrali di compressione, si considerano valori di 49 bar rel.

Funzionamento delle centrali di compressione

Nelle simulazioni di trasporto è previsto il funzionamento delle centrali di compressione entro i seguenti parametri:

- potenza di centrale, definita come la somma delle potenze erogate dalle turbine in funzione, inferiore al $95\pm 1\%$ della potenza massima disponibile (MW);
- numero di giri di compressore e turbina, inferiore al $100\pm 1\%$ dei giri nominali (RPM).

I campi di funzionamento sopra definiti consentono di mantenere dei margini di sicurezza che, tenendo conto delle approssimazioni insite nella simulazione del funzionamento delle unità, permettono di far fronte alle condizioni operative che si possono verificare nella realtà (principalmente i fenomeni transitori legati alle fluttuazioni giornaliere del trasporto).

Ai fini dell'affidabilità del sistema di trasporto nelle condizioni operative ordinarie, in ogni centrale è mantenuto a scorta un numero di unità di compressione tale da garantire che la somma delle potenze delle unità di scorta risulti maggiore o uguale alla potenza di ciascuna delle unità in funzione.

Ad esempio, in una centrale costituita da due unità di compressione di potenza nominale di 10 MW e un'unità di compressione di potenza nominale di 25 MW, la massima potenza nominale per la quale risulta sempre garantita la scorta è 45 MW.

Altre limitazioni nella gestione delle centrali sono conseguenti: alla mappatura dei compressori installati, che delimita il campo di prevalenze/portate ammesse per ogni macchina, ai coefficienti di riduzione della potenza erogata dalle turbine e dell'efficienza dei compressori, che tengono conto dell'invecchiamento delle macchine, alle perdite di carico localizzate in corrispondenza dei filtri, dell'air cooler e delle tubazioni di centrale.

Vincoli sulla rete di trasporto regionale

Nell'ambito delle verifiche idrauliche sulla rete di trasporto regionale, quali indicatori significativi del grado di "saturazione" della rete vengono considerati i seguenti parametri in uno scenario di massimo trasporto:

- la caduta di pressione (o perdita di carico) lungo una condotta: le perdite di carico in una condotta sono considerate critiche per la continuità del servizio di trasporto quando inducono una pressione al punto terminale della condotta pari al 70% di quella al suo inizio;
- la velocità del gas lungo le condotte: velocità troppo elevate inducono fenomeni di vibrazione e

rumore negli impianti; si assume quale valore limite di riferimento per i potenziamenti una velocità pari a 20 m/s;

- la portata in transito negli impianti di regolazione/riduzione della pressione: la portata oraria in transito negli impianti di riduzione della pressione deve essere inferiore alla massima portata nominale degli impianti.

Flussi in entrata e in uscita nella rete

La definizione dei flussi di gas in entrata e in uscita nella rete è effettuata sulla base dei criteri generali di seguito descritti.

Punti di Riconsegna

I prelievi di gas dai Punti di Riconsegna non sono costanti durante l'anno ma soggetti a variazioni stagionali (ad esempio la diversa incidenza tra estate e inverno dei prelievi per il riscaldamento o il comportamento stagionale di alcuni settori dell'industria); pertanto la stima dei relativi flussi in uscita è effettuata elaborando molteplici scenari, che rappresentano la previsione di portata giornaliera caratteristica, per i diversi periodi dell'anno, di ciascun Punto di Riconsegna.

Punti di Entrata e Uscita della rete nazionale interconnessi con l'estero

Le capacità di trasporto continue sono calcolate con uno scenario di prelievo estivo, che costituisce lo scenario più gravoso per i Punti di Entrata da sud e da nord-est in quanto è caratterizzato da prelievi inferiori rispetto agli altri scenari. In questo scenario, infatti, il gas immesso nei Punti di Entrata deve essere trasportato per lunghe distanze verso i campi di stoccaggio situati nelle aree nordoccidentali, nordorientali e centrali dell'Italia. Le capacità di trasporto (continue e interrompibili) calcolate con questo scenario possono pertanto essere garantite in qualsiasi altro momento dell'anno. Per il Punto di Entrata di Passo Gries, situato in prossimità degli stoccaggi e di importanti poli di prelievo, l'effetto di stagionalità sul trasporto è meno accentuato e pertanto deve essere verificato ogni volta quale scenario permette di garantire la capacità di trasporto continua in qualsiasi momento dell'anno.

Le capacità di trasporto interrompibili sono determinate sia con gli scenari estivi che con gli scenari invernali.

Le capacità di trasporto dei Punti di Uscita di Passo Gries, Tarvisio e Gorizia sono calcolate con uno scenario di prelievo invernale che costituisce lo scenario più gravoso. Infatti, in tale scenario, sulle infrastrutture di trasporto devono transitare, oltre ai quantitativi di gas destinati all'esportazione, anche quelli destinati al mercato locale che, in inverno, risultano maggiori rispetto a quelli previsti negli altri periodi dell'anno. Le capacità di trasporto calcolate con questo scenario possono pertanto essere garantite in qualsiasi altro momento dell'anno.

Campi di stoccaggio e di produzione nazionale

I campi di stoccaggio sono caratterizzati da flussi in uscita dalla rete negli scenari estivi e da flussi in entrata nella rete negli scenari invernali. Negli scenari estivi si considera un flusso in uscita verso i campi di stoccaggio pari a 60 MSm³/giorno. Tale valore è coerente con l'ipotesi di immissione in stoccaggio, nel periodo estivo, di un volume totale di gas rappresentativo di una campagna di ricostituzione degli stoccaggi conseguente a un inverno particolarmente rigido.

Negli scenari invernali si considera un flusso in entrata dagli stoccaggi in grado di compensare la differenza tra i flussi in entrata (importazioni e produzioni nazionali) e i flussi in uscita (punti di riconsegna ed esportazioni) nella rete, tenendo conto delle capacità di erogazione e dei dati storici di portata in erogazione di ogni singolo campo.

I flussi in entrata alla rete di trasporto dai campi di produzione nazionale sono determinati a partire dalle previsioni fornite dagli operatori dei campi di produzione sul volume annuo di produzione e dei volumi di produzione di ogni singolo campo risultanti dai dati storici, ipotizzando produzioni costanti durante l'anno.

Allegato 2

Schede Progetti di sviluppo

Allegato 2a

Schede Progetti di sviluppo Rete Nazionale



SCHEDA 1

Linea Adriatica

Informazioni Generali

Informazioni sul contesto di riferimento

La situazione venutasi a creare a partire dal 2021 e continuata nel 2022 e nel 2023, caratterizzata da una forte volatilità dei prezzi del gas naturale e dalle tensioni innescate dal conflitto fra Russia e Ucraina, ha modificato in modo significativo le modalità di utilizzo del sistema di trasporto italiano storicamente osservate, che prevedevano un apporto significativo in termini di approvvigionamenti di gas lungo la direttrice nord est attraverso il Punto di Entrata di Tarvisio.

Le nuove dinamiche di utilizzo delle infrastrutture - che vedono un incremento delle importazioni da Sud e un crescente contributo dei Terminali GNL - hanno assunto una dimensione strutturale che continuerà nel medio periodo anche in considerazione degli indirizzi e delle decisioni intraprese sia a livello comunitario che nazionale, che prevedono di ridurre fino ad azzerare la dipendenza energetica dalla Russia mediante un maggiore approvvigionamento di gas da altri fornitori e il progressivo sviluppo dei gas rinnovabili per supportare la transizione energetica. In particolare, nel contesto italiano, sono state avviate iniziative per incrementare le importazioni dall'Algeria, le importazioni attraverso il sistema TAP, le produzioni nazionali nel SUD Italia nonché la realizzazione di due nuovi Terminali FSRU (localizzati in prossimità di Piombino e Ravenna) e l'incremento della capacità di rigassificazione del terminale FSRU OLT di Livorno.

Il Gasdotto Mediterraneo (GA.ME.) ha garantito sin dal momento della sua entrata in esercizio le capacità necessarie per l'importazione del gas dal Nord Africa, e più recentemente dalla Puglia, costituendo la dorsale di trasporto del gas dai punti di entrata nel sud del paese fino al nodo di Minerbio, punto baricentrico della rete sul quale si innestano i metanodotti che raggiungono le principali aree del mercato e gli stoccaggi del nord Italia. Ad oggi la capacità di tale infrastruttura, pari a 122 MSm³/g, è già prossima ai livelli di saturazione in relazione all'incremento delle importazioni dal sud, previste in ulteriore crescita per compensare la riduzione delle importazioni da Tarvisio.

L'attuale configurazione del sistema italiano vede insistere sull'unica dorsale di trasporto del GA.ME. ben quattro fonti di approvvigionamento differenti (tre punti di importazione di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno e i campi di produzione nazionale) a cui si aggiungono in corrispondenza della Toscana i flussi provenienti dai rigassificatori di Livorno e di Piombino. Condizioni di elevata importazione da Sud e bassa domanda di mercato lungo la dorsale - come quelle verificatesi negli ultimi giorni di settembre 2022 - hanno infatti comportato situazioni particolarmente critiche per gli assetti di rete, che sono previste ripetersi con maggior frequenza in futuro.

Descrizione dell'intervento

La Linea Adriatica costituisce un progetto infrastrutturale energetico essenziale, che riveste un ruolo strategico per la sicurezza e la resilienza del sistema gas nazionale, per la diversificazione delle fonti di approvvigionamento del sistema gas europeo, nonché per il rafforzamento della competitività del mercato del gas italiano ed europeo.

Il progetto verrà realizzato in due fasi, la cui entrata in esercizio è prevista nel 2026 e nel 2027.

La Fase 1 del progetto consentirà di incrementare la capacità di trasporto da sud di 5 MSm³/g e la capacità del PdE interconnesso con il terminale di Ravenna di 9 MSm³/g, mentre la Fase 2 del progetto incrementerà di ulteriori 19 MSm³/g la capacità di importazione da sud.

Fase 1 Fase 2 del progetto Linea Adriatica sono di seguito descritti.

Fase 1:

Centrale di Sulmona

La centrale di Sulmona è costituita da 3 turbocompressori da 11 MW (potenza installata di 33 MW) il cui scopo principale è quello di spingere il gas dalle infrastrutture esistenti sui gasdotti di nuova realizzazione, permettendo anche, in talune condizioni di domanda e di trasporto, di sfruttare pienamente le capacità di erogazione di punta del campo di stoccaggio di Fiume Treste.

Metanodotto Sestino - Minerbio

Il gasdotto Foligno – Sestino, di diametro DN1200 e lungo circa 140 km, si interconnetterà all'infrastruttura esistente mediante l'impianto che verrà realizzato nei pressi di Sestino, in corrispondenza di un altro gasdotto esistente, facente parte della rete nazionale, che collega la centrale di Terranuova Bracciolini con i gasdotti della costa Adriatica in prossimità di Rimini, e terminerà nelle vicinanze di Minerbio (Bologna), in corrispondenza del nodo esistente, punto nevralgico per il trasporto del gas da sud verso le principali zone di mercato e gli stoccaggi del nord Italia. Negli ultimi 40 km circa del suo percorso, il gasdotto riceverà i volumi immessi dal terminale FSRU di Ravenna, incrementando il livello di affidabilità del trasporto in quel tratto.

Fase 2:

Metanodotto Sulmona - Foligno

Il gasdotto Sulmona – Foligno, che si estende per circa 170 km e ha un diametro DN1200, si interconnetterà presso la centrale di Sulmona con il gasdotto facente parte della dorsale esistente e a Foligno con il successivo tratto della Linea Adriatica (Foligno Sestino). L'impianto di linea realizzato nei pressi di Foligno consentirà l'interconnessione con le infrastrutture esistenti e future.

Metanodotto Foligno - Sestino

Il gasdotto Foligno – Sestino, di diametro DN1200 e lungo circa 115 km, si staccherà dall'impianto che verrà realizzato nei pressi di Foligno e terminerà nelle vicinanze di Sestino presso l'impianto di linea precedentemente descritto.

Analisi della domanda e dell'offerta

Analisi della domanda

L'andamento della domanda gas di cui si è tenuto conto per l'analisi del progetto è descritto nel documento "Documento di Descrizione degli Scenari 2023" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e riportati al capitolo 3 del piano.

Analisi dell'offerta

Il progetto riguarda principalmente la creazione di nuova capacità di trasporto nei punti di entrata del Sud Italia. Il gas trasportato dalla nuova infrastruttura potrà provenire indifferentemente da tutti i punti di entrata esistenti o di futura realizzazione posizionati fra la Sicilia e la Puglia.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento: Linea Adriatica

Codice identificativo intervento: COD. SRG: IT_SRG_RN_04

TYNDP ENTSG: TRA-N-7

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_RN_04_a	Met. Sulmona – Foligno	1200	170	-	75	principale
IT_SRG_RN_04_b	Met. Foligno – Sestino	1200	114	-	75	principale
IT_SRG_RN_04_c	Met. Sestino – Minerbio	1200	141	-	75	principale
IT_SRG_RN_04_d	Centrale di Sulmona	-	-	33	-	principale

Obiettivo generale dell'intervento

- Sicurezza dell'approvvigionamento
- Concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento
- Qualità del servizio

Obiettivi specifici

- Disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento: il progetto garantirà la possibilità di trasportare volumi addizionali che dovessero rendersi disponibili nei punti di Entrata da Sud sia esistenti che da potenziamenti degli stessi o da nuovi Punti.
- Continuità e affidabilità del servizio: la flessibilità garantita dal progetto limiterà gli impatti derivanti da eventuali situazioni di indisponibilità delle infrastrutture comprese quelle che costituiscono l'esistente dorsale sud-nord
- Resilienza del sistema: il progetto consentirebbe di disporre di una dorsale di trasporto parallela ed indipendente rispetto a quella esistente, utilizzabile in caso di indisponibilità parziale o totale della linea tirrenica
- Risoluzione congestioni: il progetto garantisce una capacità che, non essendo dedicata ad un PdE specifico risolve il limite infrastrutturale esistente sul trasporto da sud a nord
- Flessibilità infrastrutturale: il progetto consente di incrementare i margini di flessibilità del sistema di trasporto lungo la direttrice sud-nord prossimo alla saturazione
- Continuità della fornitura: la maggior disponibilità di capacità di importazione potrà contribuire a limitare potenziali situazioni di mancata fornitura
- Sviluppo della concorrenza, competizione e liquidità: la capacità incrementale di importazione renderà possibile una maggiore competizione fra le fonti di supply e un incremento della liquidità, favorendo l'abbassamento dei prezzi sia in condizioni di normale funzionamento del mercato che in condizioni di tensione

Categoria principale intervento

Categoria secondo art. 7 delibera 468/2018/R/Gas: Potenziamento dorsale di trasporto

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2014-2023

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM ³ /G]
Punti di entrata nel Sud Italia (Il progetto permette l'incremento della capacità di trasporto complessivamente disponibile lungo la direttrice sud-nord)	Entrata	24 MSM ³ /g
Punto di entrata FSRU Ravenna	Entrata	9 MSM ³ /g
Punto di entrata FSRU OLT Livorno	Entrata	3 MSM ³ /g

La rete di trasporto dal sud Italia presenta un limite infrastrutturale. Infatti, pur disponendo di una capacità complessiva nei Punti di Entrata da importazione localizzati nel Sud Italia di 191 MSM³/g, pari alla somma delle singole capacità in ognuno dei punti di entrata da Sud (Mazara, Gela e Melendugno), il sistema presenta una capacità di trasporto verso l'area della Pianura Padana di 122 MSM³/g. La linea Adriatica permetterà di incrementare tale capacità fino ad un totale di 150 MSM³/g e di sfruttare la piena capacità di rigassificazione dei terminali FSRU di Piombino e di Livorno. La capacità di trasporto rappresentata in tabella è riferita alla costruzione di tutte le opere che compongono il progetto. La sola realizzazione della centrale di Sulmona può garantire circa 15 MSM³/g aggiuntivi di capacità dal punto di uscita interconnesso con lo stoccaggio di Fiume Treste.

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto (Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Il progetto non è correlato a nessuna fonte di approvvigionamento specifica in quanto assicura un incremento della capacità di trasporto, lungo la dorsale sud-nord, che può essere utilizzato da tutti i punti di entrata ubicati nel sud Italia, garantendo una maggiore liquidità per il sistema gas italiano che può anche favorire l'incremento delle esportazioni.

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

L'iniziativa rende inoltre disponibile capacità di trasporto per i volumi incrementali di gas immessi dalle produzioni nazionali localizzate nel sud Italia, nonché per le capacità di punta dei Terminali localizzati sulla costa Toscana e al largo di Ravenna. L'infrastruttura crea di conseguenza le condizioni per incrementare la disponibilità di gas che potrebbe essere sfruttato, nel momento in cui ci fossero condizioni convenienti, anche per le esportazioni verso l'Europa centro-orientale.

Indicazione dello stato dell'intervento

AUTORIZZAZIONI PUBBLICHE/COSTRUZIONE

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE	STATO SINGOLO INTERVENTO
IT_SRG_RN_04a	05/07/2006	19/02/2007	28/06/2011	29/11/2022	31/01/2005	07/03/2011	01/10/2025	31/12/2027	Procurement
IT_SRG_RN_04b	05/07/2006	19/02/2007	19/05/2014	28/12/2023	31/01/2005	16/05/2011	01/07/2025	31/12/2027	Autorizzazioni Pubbliche
IT_SRG_RN_04c	05/07/2006	19/02/2007	29/10/2008	12/05/2015	15/03/2005	08/12/2008	01/03/2024	31/12/2026	Costruzione
IT_SRG_RN_04d	18/07/2005	25/09/2006	21/06/2011	07/03/2018	31/01/2005	07/03/2011	01/03/2023	31/12/2026	Costruzione

Localizzazione intervento



Costi

COSTI NOMINALI			
			CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
IT_SRG_RN_04_a	Met. Sulmona – Foligno		789
IT_SRG_RN_04_b	Met. Foligno – Sestino		623
IT_SRG_RN_04_c	Met. Sestino – Minerbio		694
IT_SRG_RN_04_d	Centrale di Sulmona		308
CAPEX TOTALE NOMINALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
2414		107	4,2

COSTI REALI UTILIZZATI PER L'ANALISI COSTI BENEFICI (AL NETTO DI IPCO, ESCALATION E DELLA FISCALITÀ DEL LAVORO)			
			CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
IT_SRG_RN_04_a	Met. Sulmona – Foligno		640
IT_SRG_RN_04_b	Met. Foligno – Sestino		507
IT_SRG_RN_04_c	Met. Sestino – Minerbio		610
IT_SRG_RN_04_d	Centrale di Sulmona		252
CAPEX TOTALE REALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
2010		93	3,8

BENEFICI MONETARI								
			GA		REF		POLICY	
		Anno Studio	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)	2030	691.6	96.6	463.0	96.6	464.0	96.6
		2035	738.0	100.5	518.0	100.5	568.3	100.5
		2040	604.8	90.8	546.4	90.8	557.2	90.8
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree							
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico							
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	2030	39.4	1.3	56.6	1.9	16.1	0.5
		2035	19.7	0.7	53.3	1.8	19.9	0.7
		2040	0.0	0.0	50.0	1.7	23.8	0.8
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption	2030	288.0	8.8	368.7	10.6	128.3	6.5
		2035	214.6	6.9	309.6	9.0	100.1	5.3
		2040	141.3	5.0	250.6	7.4	71.8	4.1
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative							
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione							
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta							
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti							
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico							
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione							
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico							

TRASFERIMENTI MONETARI

		GA			REF		POLICY	
		Anno Studio	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a
T2	Trasferimento monetario determinato da corrispettivi tariffari entranti o uscenti dal sistema italiano	2030	8.3	2.7	204.7	67.1	6.2	2.0
		2035	41.0	13.3	265.6	87.0	34.1	11.2
		2040	89.7	29.1	308.9	101.1	135.1	44.1
T6	Altri impatti relativi a costi di investimento evitati su altri elementi della rete di trasporto	2030	8.0	N.A.	8.0	N.A.	8.0	N.A.
		2035	8.0	N.A.	8.0	N.A.	8.0	N.A.
		2040	8.0	N.A.	8.0	N.A.	8.0	N.A.

B1 - Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)

Per lo scenario F55/GA e Policy, il B1 cresce tra il 2030 e il 2035 e poi scende al 2040. Questo andamento è spiegato principalmente dai volumi importati per mezzo dell'infrastruttura che incrementano tra il 2030 e il 2035, calando nel 2040 come conseguenza della diminuzione della domanda Italiana e Europea. La riduzione della domanda porta anche una riduzione della necessità di importazione (in particolare di GNL) che ha un effetto sui prezzi decrementando leggermente l'effetto beneficio di mitigazione dei prezzi collegato all'infrastruttura al 2040. La differenza fra i valori assoluti dei benefici nei due scenari è dovuta principalmente alla differenza dei prezzi agli hub definiti nei due casi.

Nello scenario Reference, il beneficio B1 è inferiore rispetto allo scenario GA e paragonabile allo scenario Policy come effetto alla differenza dei prezzi agli hub definiti negli scenari. Il beneficio cresce negli anni (+12% tra il 2035 e il 2030 e +5.4% tra il 2040 e il 2035). L'effetto dell'infrastruttura sul prezzo cresce infatti come conseguenza della mitigazione dei prezzi di importazione andando a limitare l'utilizzo delle fonti di GNL con i prezzi maggiori che verrebbero utilizzate come conseguenza di un utilizzo mondiale della risorsa in crescita nel corso degli anni.

B3n e B3d - Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali e in situazioni stress disruption

Il beneficio di incremento di Security of supply, al contrario del B1, risulta essere maggiore nel PNIEC reference rispetto agli scenari di policy per effetto di una domanda più sostenuta.

In tutti gli scenari, si rileva un leggero decadimento del beneficio con il passare del tempo per effetto della diminuzione della domanda gas.

Trasferimenti Monetari

Tra i trasferimenti monetari si considerano:

- i benefici derivanti dalla riduzione del costo di trasporto associato al gas riconsegnato al mercato italiano, in conseguenza della corrispondente attribuzione di parte del costo infrastrutturale ai flussi di esportazione incrementali abilitati dal progetto, che verrebbe quindi trasferito al di fuori del sistema nazionale in conseguenza del pagamento dei corrispettivi di trasporto;
- gli effetti derivanti dall'incremento dei volumi dal campo di stoccaggio di Fiume Treste, favorendo nei mesi più freddi la possibilità di immettere in rete quantitativi più elevati (sfruttando al meglio la punta di erogazione dello stoccaggio). Il beneficio è stato determinato considerando la possibilità di ottimizzare il ciclo di erogazione del working gas dello stoccaggio di Fiume Treste a fronte della disponibilità di circa 5 MSm³/g di punta addizionale per 30 giorni nel mese di gennaio.

Benefici qualitativi

L'utilità di tale infrastruttura va inoltre considerata e valutata anche in un'ottica di più lungo periodo. In Italia e in Europa, infatti, gli scenari energetici che prevedono il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione considerano una domanda di idrogeno difficilmente soddisfacibile con le sole produzioni nazionali. L'Italia ha quindi la possibilità di valorizzare la vicinanza con il Nord Africa per sfruttare l'importazione via gasdotto di quantitativi di idrogeno ivi prodotti, ad un costo sensibilmente inferiore rispetto ad altre fonti. Quindi se nel breve-medio termine (i.e. 2030-2035) la Linea Adriatica potrà consentire l'approvvigionamento di nuovi quantitativi di gas naturale di cui il nostro Paese ha bisogno per soddisfare la domanda di gas naturale e ridurre la dipendenza dagli approvvigionamenti di gas russo, nel medio-lungo termine (i.e. 2040-2050 e oltre) potrà abilitare il trasporto di idrogeno sia direttamente, mediante un repurposing della linea stessa (in quanto realizzata con materiali "H2-ready"), sia indirettamente, garantendo la capacità necessaria per il trasporto di gas naturale e permettendo in tal modo la conversione di altri asset lungo la medesima direttrice. In assenza del progetto, sarebbe necessario realizzare in gran parte una nuova infrastruttura, con costi decisamente superiori rispetto a quelli attualmente previsti per le attività di adattamento (cd. "repurposing").

INDICATORI DI PERFORMANCE

		GA	REF	POL
VAN [M€]	Criteri Std	7,720	7,396	4,983
	Con trasferimenti monetari	8,319	10,238	5,718
B/C	Criteri Std	5.1	4.9	3.6
	Con trasferimenti monetari	5.4	6.4	4.0
Pay-back [anni]	Criteri Std	2 anni	2 anni	3 anni
	Con trasferimenti monetari	2 anni	2 anni	3 anni

SENSITIVITY (SWITCHING VALUE)

		CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE	SCONTO NUOVA FONTE
GA	Criteri Std	Non critico	Non critico	+ 11 anni	Non critico
	Con trasferimenti monetari	Non critico	Non critico	+ 12 anni	Non critico
REF	Criteri Std	Non critico	Non critico	+ 12 anni	Non critico
	Con trasferimenti monetari	Non critico	Non critico	+ 14 anni	Non critico
POL	Criteri Std	Non critico	Non critico	+ 11 anni	Non critico
	Con trasferimenti monetari	Non critico	Non critico	+ 12 anni	Non critico

INDICATORI QUANTITATIVI					
				2030	2040
GA	N-1	Inerziale	Non critico	115	139
		Con il progetto	Non critico	122	148
	IRDI	Inerziale		<u>1514</u>	<u>1514</u>
		Con il progetto		<u>1462</u>	<u>1462</u>
REF	N-1	Inerziale	Non critico	108	109
		Con il progetto	Non critico	115	116
	IRDI	Inerziale		<u>1514</u>	<u>1514</u>
		Con il progetto		<u>1462</u>	<u>1462</u>
POL	N-1	Inerziale	Non critico	121	139
		Con il progetto		<u>129</u>	<u>148</u>
	IRDI	Inerziale		<u>1514</u>	<u>1514</u>
		Con il progetto	Non critico	1462	1462

SCHEDA 2

Matagiola - Massafra (tratto Matagiola - Francavilla)

Informazioni sul contesto di riferimento

A seguito delle richieste di capacità incrementale raccolte nel 2021, Snam Rete Gas, in coordinamento con gli operatori interconnessi, Trans Adriatic Pipeline (TAP) e DESFA, ha dato evidenza dei progetti necessari per creare nuova capacità di trasporto nel punto di entrata di Melendugno. Nel corso dei primi mesi del 2022 si è svolto il processo di consultazione pubblica, che ha portato alla predisposizione della Project Proposal, approvata dalle Autorità di regolazione coinvolte nel mese di novembre 2022.

Il processo di "incremental capacity" iniziato nel 2021 è in procinto di concludersi nel mese di gennaio 2024, con la raccolta delle richieste vincolanti di capacità.

In parallelo, a inizio luglio 2023 è stato aperto il Ciclo Incrementale 2023, con la relativa raccolta di indicazioni non vincolanti di capacità incrementale. Il "Demand Assessment Report" relativo al punto di Melendugno conterrà le richieste di capacità incrementale pervenute su tale punto ed è previsto in pubblicazione nel corso del mese di febbraio 2024, a valle della chiusura del Ciclo Incrementale 2021 e della possibile revisione delle indicazioni non vincolanti riferite all'interconnessione con TAP.

Descrizione dell'intervento

Il progetto del gasdotto Matagiola–Massafra (DN1400 – 80 km) era stato proposto, nel contesto dei precedenti piani decennali, con la finalità di garantire l'incremento della capacità massima dei PdE della Puglia fino a un massimo di 74 MSmc/g (822 GWh/d), senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud. Ad oggi le richieste di capacità incrementale sui medesimi punti hanno raggiunto un totale massimo di 53 MSmc/g (589 GWh/g), pertanto il progetto è stato aggiornato riducendone la lunghezza.

Il progetto aggiornato prevede quindi la realizzazione del gasdotto nel tratto da Matagiola a Francavilla, di ca. 40 km con diametro DN1400, in grado di garantire una capacità di trasporto di 53 MSmc/g dal PdE di Melendugno e da altri eventuali PdE di nuova realizzazione.

Analisi della domanda e dell'offerta

Analisi della domanda

L'andamento della domanda gas di cui si è tenuto conto per l'analisi del progetto è descritto nel documento "Documento di Descrizione degli Scenari 2023" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e riportati al capitolo 3 del piano.

Analisi dell'offerta

Il progetto riguarda principalmente la creazione di nuova capacità di trasporto nel punto di entrata di Melendugno e, potenzialmente di nuovi punti di entrata collocati in Puglia. Il gas trasportato dalla nuova infrastruttura è ad oggi quello che arriva in Italia per mezzo dell'infrastruttura TAP.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento: Metanodotto Matagiola - Massafra (tratto Matagiola – Francavilla)

Codice identificativo intervento: COD. SRG: IT_SRG_RN_05

TYNDP ENTSG: TRA-N-1195

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_RN_05	Met. Matagiola - Massafra (tratto Matagiola - Francavilla)	1400	40	NA	75	principale

Obiettivo generale dell'intervento

- Integrazione del mercato
- Sicurezza dell'approvvigionamento
- Concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento

Obiettivi specifici

- Disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento: il progetto garantirà la possibilità di trasportare volumi addizionali che dovessero rendersi disponibili nel punto di Entrata di Melendugno ed eventualmente da nuovi Punti collocati in Puglia.
- Continuità della fornitura: la maggior disponibilità di capacità di importazione potrà contribuire a limitare potenziali situazioni di mancata fornitura
- Sviluppo della concorrenza, competizione e liquidità: la capacità incrementale di importazione di fonti di supply renderà possibile una maggiore competizione fra le fonti di supply e un incremento della liquidità, favorendo l'abbassamento dei prezzi sia in condizioni di normale funzionamento del mercato che in condizioni di tensione

Categoria principale intervento

Categoria secondo art. 7 delibera 468/2018/R/Gas: Potenziamento di interconnessione con l'estero esistente

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2016-2025

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM ³ /G]
Punto di Entrata di Melendugno	Entrata	9 MSM ³ /g

Il progetto incrementerà la capacità di trasporto nel punto di entrata di Melendugno di 9 MSM³/g, dagli attuali 44 MSM³/g fino a 53 MSM³/g

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto (Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Il metanodotto Matagiola - Massafra è correlato all'importazione tramite il gasdotto TAP, che attraversando il mar Adriatico, l'Albania e la Grecia si interconnette con il gasdotto TANAP nel punto di interconnessione di Kipoi in Grecia. L'incremento della capacità sarà prevalentemente dedicato alle fonti di approvvigionamento dall'Azerbaijan o con altre fonti che potrebbero sfruttare la medesima infrastruttura di trasporto internazionale.

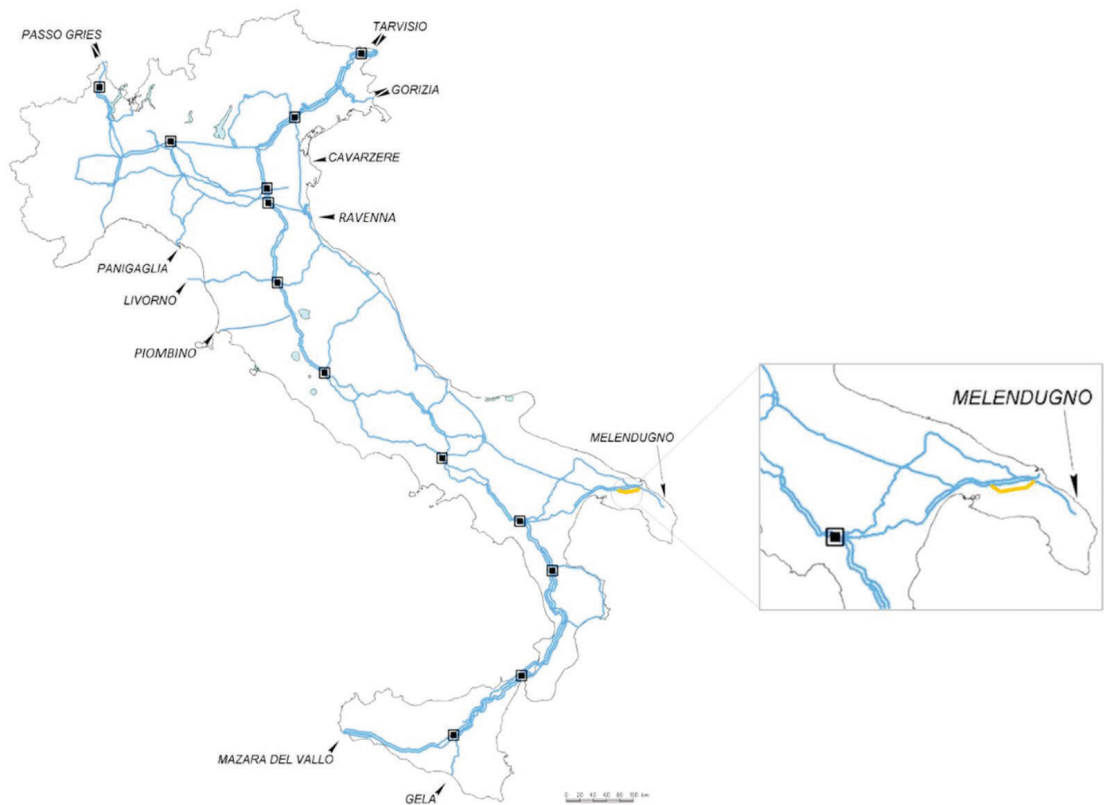
Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Il progetto incrementa la capacità del punto di entrata di Melendugno nel sud Italia ed andrà potenzialmente ad incrementare i flussi di gas trasportati dalla dorsale sud-nord, la cui capacità verrà incrementata dalla Linea Adriatica.

Indicazione dello stato dell'intervento

AUTORIZZAZIONI PUBBLICHE									
CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE	STATO SINGOLO INTERVENTO
IT_SRG_RN_05	04/01/2023	01/02/2007	01/10/2025	01/09/2026	29/09/2023	30/09/2025	01/06/2029	31/12/2030	Permessi Pubblici

Localizzazione intervento



Costi

COSTI NOMINALI			
			CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
IT_SRG_RN_05	Met. Matagiola - Massafra (tratto matagiola – francavilla)		289
CAPEX TOTALE NOMINALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
289		1	0
COSTI REALI UTILIZZATI PER L'ANALISI COSTI BENEFICI (AL NETTO DI IPCO, ESCALATION E DELLA FISCALITÀ DEL LAVORO)			
			CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
IT_SRG_RN_05	Met. Matagiola - Massafra (tratto matagiola – francavilla)		227
CAPEX TOTALE REALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
227		1	0

Analisi Benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM.

BENEFICI MONETARI								
			GA		REF		POLICY	
		Anno Studio	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)	2030	48.7	109.1	64.5	70.6	42.2	111.6
		2035	49.9	81.9	10.1	73.1	56.7	78.9
		2040	89.7	112.5	58.6	88.1	80.3	98.2
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree							
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico							
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	2030	-	-	-	-	-	-
		2035	-	-	-	-	-	-
		2040	-	-	-	-	-	-
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption	2030	78.4	3265.5	110	4568.1	84	1332.4
		2035	57.5	2394.6	96.7	4029.5	26.8	1116.7
		2040	36.6	1523.6	83.8	3490.9	21.6	900.9
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative							
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione							
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta							
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti							
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico							
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione							
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico							

TRASFERIMENTI MONETARI

		GA		REF		POLICY		
		Anno Studio	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a
T2	Trasferimento monetario determinato da corrispettivi tariffari entranti o uscenti dal sistema italiano	2030	5.3	1.7	3.7	1.2	8.4	2.8
		2035	10.7	3.5	6.0	1.9	7.9	2.5
		2040	38.1	12.4	24.6	8.0	42.6	13.8

Benefici qualitativi

L'infrastruttura consente un aumento della sicurezza della dorsale pugliese aggiungendo una pipeline parallela a quella esistente che consente l'approvvigionamento dei flussi da TAP. Inoltre se nel breve-medio termine (i.e. 2030-2035) potrà consentire l'approvvigionamento di nuovi quantitativi di gas naturale di cui il nostro Paese ha bisogno per soddisfare la domanda di gas naturale e ridurre la dipendenza dagli approvvigionamenti di gas russo, nel medio-lungo termine (i.e. 2040-2050 e oltre) potrà abilitare il trasporto di idrogeno sia direttamente, mediante un repurposing della linea stessa (in quanto realizzata con materiali "H2-ready"), sia indirettamente, garantendo la capacità necessaria per il trasporto di gas naturale e permettendo in tal modo la conversione di altri asset lungo altre direttrici.

INDICATORI DI PERFORMANCE

		GA	REF	POL
VAN [M€]	Criteri Std	798	921	561
	Con trasferimenti monetari	978	1035	752
B/C	Criteri Std	5.6	6.3	4.2
	Con trasferimenti monetari	6.6	6.9	5.3
Pay-back [anni]	Criteri Std	2 anni	2 anni	2 anni
	Con trasferimenti monetari	1 anno	1 anno	1 anno

SENSITIVITY (SWITCHING VALUE)

		CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE	SCONTO NUOVA FONTE
GA	Criteri Std	Non critico	Non critico	+ 11 anni	Non critico
	Con trasferimenti monetari	Non critico	Non critico	+ 13 anni	Non critico
REF	Criteri Std	Non critico	Non critico	+ 11 anni	Non critico
	Con trasferimenti monetari	Non critico	Non critico	+ 13 anni	Non critico
POL	Criteri Std	Non critico	Non critico	+ 10 anni	Non critico
	Con trasferimenti monetari	Non critico	Non critico	+ 12 anni	Non critico

SCHEDA 3

Centrali Dual Fuel

Informazioni sul contesto di riferimento

Il trasporto di gas naturale nei gasdotti richiede energia sotto forma di pressione, che viene trasmessa al gas naturale dai turbocompressori a gas installati nelle centrali di compressione.

Uno degli obiettivi dichiarati da Snam Rete Gas è la riduzione delle emissioni carboniche legate al trasporto, anche note come emissioni Scope 1. Gli apparati industriali maggiormente impattanti dagli obiettivi di sostenibilità ambientale sono quindi i turbocompressori a gas installati nelle centrali, molti dei quali sono giunti alla fine della loro vita utile tecnico economica. Inoltre, i turbocompressori sono sempre più soggetti a pesanti limitazioni dell'esercizio, derivanti dalla necessità di contenere le emissioni ai livelli sempre più bassi previsti dalle normative ambientali.

In questo contesto di obiettivi sfidanti di de-carbonizzazione del trasporto e di crescente attenzione ai livelli emissivi puntuali dei turbocompressori, l'utilizzo delle centrali di compressione e in particolare di quelle ubicate lungo la dorsale di trasporto da sud, è atteso in forte crescita, a seguito della nuova configurazione delle importazioni e nonostante la riduzione della domanda prevista dagli scenari.

Descrizione dell'intervento

- Malborghetto 2x12 MW sostituiscono 2x11 MW
- Istrana 1x25 MW sostituisce 1x25 MW
- Masera 1x12 MW sostituisce 1x11 MW
- Poggio Renatico 1x15 in aggiunta ai turbocompressori esistenti
- Terranuova Bracciolini 1x12 MW sostituisce 1x11 MW
- Gallese 1x25 MW sostituisce 1x25 MW
- Melizzano 1x25 MW sostituisce 1x25 MW
- Montesano 1x25 MW sostituisce 1x25 MW
- Tarsia 1x25 MW sostituisce 1x25 MW
- Messina 2x12 MW sostituiscono 1x25 MW
- Enna 1x25 MW sostituisce 1x25 MW

Rispetto al piano decennale 2022/2031, per la centrale di Poggio Renatico l'installazione di un elettrocompressore da 15 MW non è più prevista in sostituzione di un turbocompressore esistente, bensì in aggiunta, portando la potenza installata da 45 MW a 60 MW + 25 MW di scorta, con l'obiettivo fine di incrementare la capacità del punto di uscita di Tarvisio.

Gli obiettivi del progetto sono:

- il mantenimento dell'affidabilità di esercizio del sistema di trasporto, garantito dalla scorta di potenza in ogni centrale di compressione;
- il raggiungimento della neutralità carbonica dell'attività di trasporto del gas naturale;
- l'incremento dell'efficienza energetica dell'attività di trasporto del gas naturale;
- l'apporto di benefici di flessibilità al sistema elettrico, in ottica di sector coupling tra sistema gas e sistema elettrico. I nuovi elettrocompressori rappresenteranno infatti una risorsa aggiuntiva di flessibilità per il mercato del dispacciamento.

Oltre agli obiettivi sopra descritti, i compressori elettrici garantiscono una maggiore flessibilità di utilizzo rispetto alle macchine a gas, soprattutto per quanto riguarda i bassi carichi e/o la necessità di funzionamento intermittente, in momenti diversi della giornata. Questo aspetto, considerata l'attesa crescente domanda di flessibilità delle condizioni di trasporto, derivanti dalle nomine infragiornaliere e dalla crescente interdipendenza tra la domanda gas e la variabilità della produzione FER, costituisce un ulteriore valore aggiunto.

Gli obiettivi elencati rimangono validi anche per la centrale di Poggio Renatico che, per tale motivo, viene rappresentata anche nel progetto delle centrali dual fuel.

Le centrali dual fuel sono raggruppate per gruppi omogenei definiti sulla base della loro collocazione sulle principali dorsali di trasporto, in modo da fornire una visione che tenga conto delle condizioni di omogeneità del loro funzionamento nel contesto del processo di trasporto (trasporto da/a sud, nord est e nord ovest).

Dorsale nord est, punti di entrata ed uscita correlati Tarvisio e Gorizia:

- Centrale di Malborghetto
- Centrale di Istrana

Dorsale nord, punto di entrata ed uscita correlato Passo Gries:

- Centrale di Masera

Dorsale Sud punti di entrata correlati Mazara del Vallo, Gela e TAP):

- Centrale di compressione di Enna
- Centrale di compressione di Messina
- Centrale di compressione di Tarsia
- Centrale di compressione di Montesano
- Centrale di compressione di Melizzano
- Centrale di compressione di Gallese
- Centrale di compressione di Terranuova

Centrale di Poggio Renatico

Costituisce un sottoinsieme a sé, in quanto asservita al trasporto sia verso la dorsale nord che verso quella nord est (e in passato anche verso la dorsale sud, in condizioni di scarso utilizzo dei PdE del sud Italia).

Analisi della domanda e dell'offerta

Analisi della domanda

L'andamento della domanda gas di cui si è tenuto conto per l'analisi del progetto è descritto nel documento "Documento di Descrizione degli Scenari 2023" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e riportati al capitolo 3 del piano.

Analisi dell'offerta

L'andamento dell'offerta gas di cui si è tenuto conto per l'analisi del progetto è descritto nel documento "Documento di Descrizione degli Scenari 2023" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e riportati al capitolo 3 del piano.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento: Metanodotto Matagiola - Massafra (tratto Matagiola – Francavilla)

Codice identificativo intervento: COD. SRG: IT_SRG_RN_18
TYNDP ENTSG: TRA-F-607

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE						
CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_RN_18 a	Centrale dual fuel di Malborghetto	-	-	24	75	principale
IT_SRG_RN_18 b	Centrale dual fuel di Messina	-	-	24	75	principale
IT_SRG_RN_18 c	Centrale dual fuel di Poggio Renatico	-	-	15	75	principale
IT_SRG_RN_18 d	Centrale dual fuel di Istrana	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 e	Centrale dual fuel di Montesano	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 f	Centrale dual fuel di Gallese	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 g	Centrale dual fuel di Enna	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 h	Centrale dual fuel di Tarsia	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 i	Centrale dual fuel di Melizzano	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 l	Centrale dual fuel di Terranuova Bracciolini	-	-	12	75	principale
IT_SRG_RN_18 m	Centrale dual fuel di Masera	-	-	12	75	principale

Obiettivo generale dell'intervento

- Integrazione del mercato
- Sicurezza dell'approvvigionamento
- Sostenibilità ambientale

Obiettivi specifici

- Riduzione emissioni CO₂: l'utilizzo di motori elettrici consente di ridurre le emissioni di anidride carbonica in atmosfera per effetto di minori consumi.
- Efficienza energetica: l'utilizzo di motori elettrici consente di ridurre i consumi energetici.
- Riduzione emissioni altri inquinanti (e.g. SO_x, NO_x, PM etc.): l'utilizzo di motori elettrici consente di ridurre le emissioni di altri vari inquinanti in atmosfera sia per effetto di minori consumi energetici che per minor utilizzo di gas naturale.
- Riduzione emissioni di gas metano: l'utilizzo di motori elettrici consente di limitare le dispersioni di gas in atmosfera.
- Flessibilità infrastrutturale: le centrali dual fuel consentono di incrementare i margini di flessibilità del sistema di trasporto al fine di favorire un efficiente funzionamento in condizioni di esercizio particolari che non sarebbe possibile con i compressori tradizionali.
- Continuità della fornitura: la flessibilità dei nuovi elettrocompressori e la loro superiore affidabilità permette di ridurre i rischi di mancata fornitura del mercato gas.
- Sector Coupling: le centrali dual fuel costituiscono un elemento di integrazione effettiva fra il sistema gas e il sistema elettrico
- Integrazione FER elettriche: l'utilizzo di motori elettrici consente l'integrazione e lo sviluppo di fonti rinnovabili elettriche nel sistema energetico italiano.

Categoria principale intervento

Categoria secondo art. 7 delibera 468/2018/R/Gas: Sostituzione di infrastrutture esistenti (nel caso di Poggio Renatico potenziamento delle infrastrutture esistenti)

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2019-2028 per IT_SRG_RN_18 a/b/c

Piano Decennale 2021-2030 per IT_SRG_RN_18 d/e/f

Piano Decennale 2022-2031 per IT_SRG_RN_18 h/i/l/m

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM ³ /G]
Tutti i punti di entry	Entrata	Nel caso in cui le macchine non venissero sostituite, si avrebbe una diminuzione della capacità di entry dai punti esistenti di circa 40 MSM ³ /g

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto (Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Le centrali di compressione sono ubicate lungo la rete nei punti ritenuti ottimali, a fronte di studi fluidodinamici nelle diverse condizioni di trasporto, per la compressione del gas.

Le centrali di compressione dual fuel costituiscono pertanto un progetto correlato al trasporto del gas in generale e quindi a tutte le fonti di approvvigionamento esistenti e future.

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Il progetto di installazione di una macchina elettrica a Poggio renatico è considerato nel progetto IT_SRG_RN_038 - Potenziamento export Fase 1

Indicazione dello stato dell'intervento

AUTORIZZAZIONI PUBBLICHE									
CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE	STATO SINGOLO INTERVENTO
Dorsale Nord-Est									
IT_SRG_RN_18 a	02/07/2018	20/02/2019	28/05/2020	22/12/2022	15/04/2020	13/12/2021	01/02/2023	31/12/2025	Costruzione
IT_SRG_RN_18 d	31/12/2020	31/12/2024	18/09/2028	01/09/2029	01/03/2027	15/09/2028	01/03/2030	31/12/2032	Fattibilità
Dorsale Nord									
IT_SRG_RN_18 m	31/12/2021	31/12/2024	18/04/2028	30/04/2029	01/10/2026	15/04/2028	01/10/2029	31/07/2032	Pre Fattibilità
Dorsale Sud									
IT_SRG_RN_18 g	31/12/2021	31/12/2024	18/09/2028	01/09/2029	01/03/2027	15/09/2028	01/03/2030	31/12/2032	Pre Fattibilità
IT_SRG_RN_18 b	31/12/2018	11/10/2020	28/02/2023	30/09/2024	30/06/2021	14/12/2022	01/10/2024	30/11/2027	Aut. Pubbliche
IT_SRG_RN_18 h	31/12/2021	31/12/2024	01/10/2027	30/09/2028	01/04/2026	23/09/2027	01/04/2029	31/01/2032	Pre Fattibilità
IT_SRG_RN_18 e	31/12/2020	30/06/2024	18/07/2026	31/07/2027	01/01/2025	15/07/2026	01/11/2027	30/12/2029	Fattibilità
IT_SRG_RN_18 i	31/12/2020	31/12/2024	18/09/2028	01/09/2029	01/04/2026	15/09/2027	01/04/2029	31/01/2032	Pre Fattibilità
IT_SRG_RN_18 f	31/12/2020	30/06/2024	15/07/2026	31/07/2027	01/01/2025	17/07/2026	01/11/2027	30/12/2029	Fattibilità
IT_SRG_RN_18 l	31/12/2021	31/12/2024	18/04/2027	30/04/2028	01/10/2025	15/04/2027	01/10/2028	31/07/2031	Pre Fattibilità
C.le Poggio Renatico									
IT_SRG_RN_18 c	10/11/2020	10/11/2020	29/07/2022	31/03/2024	01/10/2021	19/05/2022	01/04/2024	31/12/2026	Aut. Pubbliche

Localizzazione intervento



Costi

I costi rappresentati comprendono gli oneri di allacciamento alla rete in alta tensione sostenuti da Terna

COSTI NOMINALI			
DORSALE NORD EST		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	
IT_SRG_RN_18 a	Centrale dual fuel di Malborghetto		174
IT_SRG_RN_18 d	Centrale dual fuel di Istrana		160
CAPEX TOTALE NOMINALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
334		72	- 0.1
DORSALE NORD		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	
IT_SRG_RN_18 m	Centrale dual fuel di Masera		113
CAPEX TOTALE NOMINALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
113		0	- 0
DORSALE SUD		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	
IT_SRG_RN_18 g	Centrale dual fuel di Enna		149
IT_SRG_RN_18 b	Centrale dual fuel di Messina		126
IT_SRG_RN_18 h	Centrale dual fuel di Tarsia		138
IT_SRG_RN_18 e	Centrale dual fuel di Montesano		234
IT_SRG_RN_18 i	Centrale dual fuel di Melizzano		148
IT_SRG_RN_18 f	Centrale dual fuel di Gallese		152
IT_SRG_RN_18 l	Centrale dual fuel di Terranuova Braciolini		112
CAPEX TOTALE NOMINALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
1059		26	- 0.5
CENTRALE DUAL FUEL DI POGGIO RENATICO		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	
IT_SRG_RN_18 c	Centrale dual fuel di Poggio Renatico		101
CAPEX TOTALE NOMINALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
101		15	0.3

**COSTI REALI UTILIZZATI PER L'ANALISI COSTI BENEFICI
(AL NETTO DI IPCO, ESCALATION E DELLA FISCALITÀ DEL LAVORO)**

DORSALE NORD EST		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	
IT_SRG_RN_18 a	Centrale dual fuel di Malborghetto		156
IT_SRG_RN_18 d	Centrale dual fuel di Istrana		126
CAPEX TOTALE REALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
282		71	- 0.1
DORSALE NORD		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	
IT_SRG_RN_18 m	Centrale dual fuel di Masera		89
CAPEX TOTALE REALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
89		0	0
DORSALE SUD		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	
IT_SRG_RN_18 g	Centrale dual fuel di Enna		117
IT_SRG_RN_18 b	Centrale dual fuel di Messina		113
IT_SRG_RN_18 h	Centrale dual fuel di Tarsia		113
IT_SRG_RN_18 e	Centrale dual fuel di Montesano		190
IT_SRG_RN_18 i	Centrale dual fuel di Melizzano		117
IT_SRG_RN_18 f	Centrale dual fuel di Gallese		123
IT_SRG_RN_18 l	Centrale dual fuel di Terranuova Braciolini		88
CAPEX TOTALE REALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
861		23	- 0.5
CENTRALE DUAL FUEL DI POGGIO RENATICO		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	
IT_SRG_RN_18 c	Centrale dual fuel di Poggio Renatico		90
CAPEX TOTALE REALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
90		14	0.3

Analisi Benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" secondo i dettagli riportati nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

Benefici monetari

BENEFICI MONETARI DORSALE NORD-EST								
		GA		PNIEC REF		PNIEC POLICY		
	Anno Studio	M€	Q.tà GWh/a - kton	M€	Q.tà GWh/a	M€	Q.tà GWh/a - kton	
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)							
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree							
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico							
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali							
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption							
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative	Considerando uno scenario controfattuale in cui i turbocompressori sono sostituiti con altri turbocompressori a gas (cfr. art. 4 del. 539/2020/R/gas), il beneficio in termini di costo evitato è pari a 288 M€						
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione	2030	9,4	32 kton	9,4	32 kton	9,4	32 kton
		2035	11,9	26 kton	14,8	32 kton	11,9	26 kton
		2040	15,5	25 kton	13,3	21 kton	16	26 kton
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta	2030	2,4	0,3 kton	2,4	0,3 kton	2,4	0,3 kton
		2035	3,1	0,2 kton	3,8	0,3 kton	3,1	0,2 kton
		2040	4,1	0,2 kton	3,4	0,2 kton	4,1	0,2 kton
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti	2030	3,2	46 ton	3,2	45 ton	3,2	46 ton
		2035	2,6	37 ton	3,3	46 ton	2,6	37 ton
		2040	2,6	36 ton	2,2	30 ton	2,6	36 ton
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico							
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione	2030	6,9	152 GWh	6,2	152 GWh	6,3	152 GWh
		2035	5,6	124 GWh	6,3	153 GWh	5,1	124 GWh
		2040	5,4	120 GWh	4,2	103 GWh	5,1	123 GWh
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	2030	4,8	102 GWh	4,5	98 GWh	4,8	102 GWh
		2035	3,7	83 GWh	4,8	100 GWh	3,7	83 GWh
		2040	3,7	80 GWh	3,0	67 GWh	3,7	80 GWh

BENEFICI MONETARI SUPPLY DORSALE NORD

		GA			PNIEC REF		PNIEC POLICY	
		Anno Studio	M€	Q.tà GWh/a - kton	M€	Q.tà GWh/a	M€	Q.tà GWh/a - kton
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)							
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree							
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico							
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali							
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption							
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative	Considerando uno scenario controfattuale in cui i turbocompressori sono sostituiti con altri turbocompressori a gas (cfr. art. 4 del. 539/2020/R/gas), il beneficio in termini di costo evitato è pari a 88 M€						
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione	2030	1	3,4 kton	0,5	1,6 kton	1,5	5,1 kton
		2035	3,3	7,1 kton	1,4	3 kton	3,9	8,4 kton
		2040	6,6	10,6 kton	1,7	3 kton	7,2	11,5 kton
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta	2030	0,2	20 ton	0,1	10 ton	0,2	31 ton
		2035	0,6	43 ton	0,2	18 ton	0,7	50 ton
		2040	1,2	63 ton	0,3	16 ton	1,3	69 ton
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti	2030	0.2	3 ton	0.2	1,4 ton	0.3	4 ton
		2035	0.4	6 ton	0.2	3 ton	0.5	7 ton
		2040	0.6	9 ton	0,2	2 ton	0.7	10 ton
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico							
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione	2030	0,7	16 GWh	0,3	7,9 GWh	1,0	25 GWh
		2035	1,5	34 GWh	0,6	14,2 GWh	1,7	41 GWh
		2040	2,3	51 GWh	0,5	12,8 GWh	2,3	56 GWh
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	2030	0,6	8 GWh	0,3	4 GWh	0,6	8 GWh
		2035	1,0	17 GWh	0,5	7 GWh	1,0	17 GWh
		2040	1,4	25 GWh	0,4	6 GWh	1,4	25 GWh

BENEFICI MONETARI SUPPLY DORSALE SUD

		GA			PNIEC REF		PNIEC POLICY	
		Anno Studio	M€	Q.tà GWh/a - kton	M€	Q.tà GWh/a	M€	Q.tà GWh/a - kton
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)							
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree							
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico							
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali							
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption							
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative	Considerando uno scenario controfattuale in cui i turbocompressori sono sostituiti con altri turbocompressori a gas (cfr. art. 4 del. 539/2020/R/gas), il beneficio in termini di costo evitato è pari a 770 M€						
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione	2030	55	184 kton	52	173 kton	55	184 kton
		2035	91	197 kton	81	174 kton	91	197 kton
		2040	128	205 kton	110	176 kton	128	205 kton
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta	2030	9	1 kton	9	1 kton	9	1 kton
		2035	14	1 kton	14	1 kton	14	1 kton
		2040	19	1 kton	19	1 kton	19	1 kton
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti	2030	11	151 ton	11	147 ton	11	151 ton
		2035	11	155 ton	10	148 ton	11	155 ton
		2040	11	158 ton	11	148 ton	11	158 ton
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico							
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione	2030	40	885 GWh	34	836 GWh	36	885 GWh
		2035	43	947 GWh	34	839 GWh	39	947 GWh
		2040	44	989 GWh	35	848 GWh	41	990 GWh
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	2030	9	299 GWh	4	103 GWh	9	299 GWh
		2035	8	316 GWh	3	100 GWh	8	316 GWh
		2040	8	357 GWh	4	151 GWh	8	357 GWh

BENEFICI MONETARI SUPPLY POGGIO RENATICO

		GA			PNIEC REF		PNIEC POLICY	
		Anno Studio	M€	Q.tà GWh/a - kton	M€	Q.tà GWh/a	M€	Q.tà GWh/a - kton
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)							
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree							
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico							
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali							
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption							
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative							
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione	2030	11	38 kton	11	38 kton	11	37 kton
		2035	17	38 kton	18	38 kton	17	36 kton
		2040	23	37 kton	24	38 kton	22	36 kton
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta	2030	1	100 ton	1	100 ton	0,9	97 ton
		2035	1,4	99 ton	1,4	99 ton	1,3	95 ton
		2040	1,8	98 ton	1,8	99 ton	1,7	93 ton
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti	2030	0.7	11 ton	0.6	11 ton	0.6	10 ton
		2035	0.7	11 ton	0.7	11 ton	0.7	10 ton
			0.7	10 ton	0.7	10 ton	0.7	10 ton
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico							
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione	2030	8,3	184 GWh	7,6	185 GWh	7,3	179 GWh
		2035	8,2	182 GWh	7,5	184 GWh	7,1	174 GWh
		2040	8,1	180 GWh	7,5	183 GWh	7,0	171 GWh
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	2030	5,4	91 GWh	4,9	89 GWh	5,4	91 GWh
		2035	5,3	88 GWh	5	88 GWh	5,3	88 GWh
		2040	5,5	88 GWh	5	86 GWh	5,5	88 GWh

Come già anticipato nella descrizione del contesto di riferimento, le centrali dual fuel contribuiranno principalmente alla riduzione delle emissioni scope 1.

L'analisi costi benefici dimostra difatti che il principale beneficio è correlato al risparmio di emissioni dirette e indirette di CO₂.

Di seguito si riporta una breve descrizione dell'andamento dei benefici confrontando gli scenari su cui sono state effettuate le analisi.

B4 - Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative

Considerando uno scenario controfattuale in cui i turbocompressori sono sostituiti con altri turbocompressori a gas (cfr. art. 4 del. 539/2020/R/gas), il beneficio in termini di costo evitato per tutte le centrali risulta pari a circa 1150 M€.

Il beneficio non copre l'intero investimento delle Dual Fuel, in quanto nei CAPEX delle macchine elettriche risultano leggermente superiori a quelle delle macchine a gas, ma soprattutto vengono considerati anche tutti i costi di sviluppo e connessione alla rete elettrica in ottemperanza alla delibera 122/2023/R/gas.

B5 comb e B5 ed - Variazione externalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione e da emissione diretta

Nonostante la leggera diminuzione dei flussi per centrale dovuti al calo della domanda previsto degli scenari, il beneficio aumenta negli anni, in quanto

- i flussi garantiscono un fabbisogno di potenza comunque idoneo a richiedere il pieno funzionamento delle macchine elettriche;
- il carbon shadow price, legato anche agli obiettivi di decarbonizzazione, aumenta negli anni.

Il beneficio risulta più marcato negli scenari di policy perché, come già descritto nel testo del Piano, è stata verificata la fonte marginale che ora per ora alimenta gli elettrocompressori, tenendo conto della quota di energia rinnovabile che risulta essere più elevata nello scenario GA e nel Policy rispetto al PNIEC.

B6 - Variazione externalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti

Il beneficio riguarda essenzialmente le emissioni evitate di NOX poco presente nel gas naturale che viene sostituito grazie all'utilizzo delle dual fuel. Il beneficio che ne risulta è di minore entità rispetto agli altri.

B8 - Variazione externalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti

Le differenze sostanziali tra lo scenario F55+/GA+ e PNIEC (reference e policy) riguardano essenzialmente la valorizzazione del prezzo del gas naturale risparmiato che nel primo scenario è effettuata con un PSV pari a 45 €/MWh e nel secondo pari a 41 €/MWh. Tali valori sono infatti coerenti con il documento di scenari. Pertanto nello scenario PNIEC il beneficio B8 risulta minore.

B9- Fornitura di flessibilità al sistema elettrico

Il beneficio si mantiene pressoché costante negli anni ed è leggermente maggiore negli scenari di policy rispetto al PNIEC reference per la presenza di maggiori volumi di bilanciamento correlati all'incremento dell'apporto delle energie rinnovabili non programmabili.

Benefici qualitativi

Il progetto costituisce un contributo importante verso la decarbonizzazione del sistema di trasporto gas e, inoltre, l'incremento di efficienza degli elettrocompressori consentirà di soddisfare i fabbisogni di compressione con minori consumi di energia primaria. I benefici qualitativi attesi sono pertanto la riduzione dei costi di compressione e la riduzione delle emissioni di gas climalteranti e di altri inquinanti locali. In ottica di sector coupling, i nuovi elettrocompressori rappresenteranno una risorsa aggiuntiva di flessibilità per il sistema elettrico e potranno fornire risorse di bilanciamento sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, riducendo i costi dei servizi di rete e contribuendo a un'integrazione più efficiente della generazione rinnovabile. I compressori elettrici inoltre garantiscono una maggiore flessibilità di utilizzo che, nell'evoluzione attesa di crescente interdipendenza tra settore gas e settore elettrico, costituisce un importante valore aggiunto.

Indicatori di Performance

DORSALE NORD EST			
	GA	PNIEC ref	PNIEC Policy
VAN [M€]	421	403	410
B/C	2.7	2.6	2.7
Pay-back [anni]	1 anno	1 anno	1 anno
DORSALE SUD			
	GA	PNIEC ref	PNIEC Policy
VAN [M€]	2474	2124	2425
B/C	4.6	4.1	4.6
Pay-back [anni]	1 anno	1 anno	1 anno
DORSALE NORD			
	GA	PNIEC ref	PNIEC Policy
VAN [M€]	130	36	141
B/C	3.0	1.5	3.1
Pay-back [anni]	1 anno	1 anno	1 anno

POGGIO RENATICO			
	GA	PNIEC ref	PNIEC Policy
VAN [M€]	409	398	383
B/C	5.5	5.4	5.2
Pay-back [anni]	5 anni	5 anni	5 anni

Sensitivity (switching value)

DORSALE NORD EST			
	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Non critico	Non applicabile	+8 anni
REF	Non critico	Non applicabile	+8 anni
POL	Non critico	Non applicabile	+8 anni

DORSALE SUD			
	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Non critico	Non applicabile	+17 anni
REF	Non critico	Non applicabile	+18 anni
POL	Non critico	Non applicabile	+17 anni

DORSALE NORD

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Non critico	Non applicabile	+12 anni
REF	Non critico	Non applicabile	+2 anni
POL	Non critico	Non applicabile	+12 anni

POGGIO RENATICO

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Non critico	Non applicabile	+20 anni
REF	Non critico	Non applicabile	+20 anni
POL	Non critico	Non applicabile	+20 anni

SCHEDA 4

Potenziamento export fase 1

Informazioni sul contesto di riferimento

La capacità in export esistente è stata utilizzata in modo crescente a partire dal 2021, fino a raggiungere valori prossimi al massimo della capacità di esportazione dal sistema italiano.

A seguito del conflitto Russo-Ucraino, il punto di entrata di Tarvisio e l'infrastruttura austriaca ad esso collegata ha assunto un valore strategico per l'approvvigionamento di gas non solo dell'Austria, ma anche dei paesi dell'Europa dell'est ad essa collegati. Per tutto l'anno termico 2022/2023 è stata conferita tutta la capacità disponibile al Punto di Uscita di Tarvisio e anche per l'anno termico 2023/2024 il conferimento annuale ha raggiunto circa l'80% di tale valore.

Descrizione dell'intervento

Nel piano decennale precedente a Poggio Renatico era prevista l'installazione di un turbocompressore in sostituzione di un elettrocompressore. L'obiettivo di incrementare la capacità di trasporto verso l'Austria in corrispondenza del punto di uscita di Tarvisio ha richiesto la modifica d'ambito del progetto originario, prevedendo che l'installazione dell'elettrocompressore da 15 MW avvenisse in aggiunta ai turbocompressori esistenti non più in sostituzione. La potenza installata, passando da 45 MW a 60 MW + 25 MW di scorta, consentirà di incrementare la capacità di trasporto verso l'Austria nel punto di uscita di Tarvisio dagli attuali 18 MSmc/g a 40 MSmc/g, mantenendo invariata la capacità massima di esportazione contemporanea dai PdU di Passo Gries e di Tarvisio, pari a 40 MSmc/g.

Il progetto comprende anche alcuni interventi minori necessari a permettere l'inversione del flusso nella centrale di compressione di Malborghetto, che consistono nell'installazione di nuove valvole e nelle modifiche delle logiche di automazione della centrale.

Il progetto, pur continuando a condividere le centrali dual fuel le finalità di decarbonizzazione e incremento di efficienza del processo industriale di trasporto gas e di supporto alla flessibilità del sistema elettrico, ha assunto come principale quello di incrementare la capacità di esportazione verso l'Austria e gli altri paesi dell'Est Europa, favorendo il trasferimento di parte dei costi infrastrutturali italiani ai paesi confinanti.

Analisi della domanda e dell'offerta

Analisi della domanda

L'andamento della domanda gas di cui si è tenuto conto per l'analisi del progetto è descritto nel documento "Documento di Descrizione degli Scenari 2023" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e riportati al capitolo 3 del piano

Analisi dell'offerta

Il progetto si pone l'obiettivo di incrementare la capacità di trasporto nel punto di uscita di Tarvisio, aumentando la capacità di esportazione verso l'Austria, la Slovenia, la Slovacchia e altri paesi dell'Est Europa e contribuendo alla maggiore diversificazione del sistema gas europeo.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento: Potenziamento Export Fase 1

Codice identificativo intervento: COD. SRG: IT_SRG_RN_038

TYNDP ENTSG: TRA-N-1195

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_RN_38a (ex IT_SRG_RN_18-C)	Potenziamento C.le Poggio Renatico	NA	NA	15	75	principale
IT_SRG_RN_38b	Inversione di flusso C.le Malborghetto	NA	NA	NA	75	principale

Obiettivo generale dell'intervento

- Maggiore integrazione del mercato gas europeo e maggiore diversificazione degli approvvigionamenti dei Paesi interconnessi con il sistema italiano nel punto di uscita di Tarvisio

Obiettivi specifici

- Integrazione mercato nazionale con mercato UE.
- Il Progetto consente di rendere disponibile una capacità di trasporto incrementale nei punti di interconnessione con sistemi direttamente o indirettamente al sistema di trasporto Austriaco

Categoria principale intervento

Categoria secondo art. 7 delibera 468/2018/R/Gas: Potenziamento di interconnessione con l'estero esistente

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2023-2032, l'intervento sulla centrale di Poggio Renatico era pianificato dal piano decennale 2019-28 come progetto di sostituzione.

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM ³ /G]
Punto di Uscita di Tarvisio	Uscita	22 MSM ³ /g

Il progetto permetterà di incrementare la capacità di uscita del PdE di Tarvisio fino a 24 MSM³ nel 2024 con la realizzazione dell'inversione di Flusso di Malborghetto e fino a 40 MSM³/g (rispetto agli attuali 18 MSM³/g) nel 2026 con la realizzazione dell'intero progetto.

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto (Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Il progetto non è correlato a nessuna fonte di approvvigionamento.

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Il progetto non ha relazioni di complementarità o interdipendenza con altri interventi.

Indicazione dello stato dell'intervento

AUTORIZZAZIONI PUBBLICHE

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE	STATO SINGOLO INTERVENTO
IT_SRG_RN_38_a	10/11/2020	10/11/2020	29/07/2022	31/03/2024	01/10/2021	19/05/2022	01/04/2024	30/12/2026	Aut. Pubbliche
IT_SRG_RN_38_b	09/01/2022	09/11/2022	NA	NA	NA	NA	01/06/2023	30/04/2024	Costruzione

Localizzazione intervento



Costi

COSTI NOMINALI			
CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]			
IT_SRG_RN_38_a	Potenziamento centrale di Poggio Renatico		101
IT_SRG_RN_38_b	Inversione di flusso c.le di Malborghetto		2
CAPEX TOTALE NOMINALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
103		16	0.3

COSTI REALI UTILIZZATI PER L'ANALISI COSTI BENEFICI (AL NETTO DI IPCO, ESCALATION E DELLA FISCALITÀ DEL LAVORO)			
CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]			
IT_SRG_RN_38_a	Potenziamento centrale di Poggio Renatico		90
IT_SRG_RN_38_b	Inversione di flusso c.le di Malborghetto		1.8
CAPEX TOTALE REALE [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	OPEX [M€/ANNO]
91.8		15	0.3

Analisi Benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" secondo i dettagli riportati nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

BENEFICI MONETARI								
		GA			PNIEC REF		PNIEC POLICY	
		Anno Studio	M€	Q.tà GWh/a - kton	M€	Q.tà GWh/a	M€	Q.tà GWh/a - kton
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)	2030	-7.1	34 TWh	0	0	-6.5	32 TWh
		2035	-7	31 TWh	0	0	-1.7	28 TWh
		2040	-14	31 TWh	0	0	-7.1	33 TWh
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree							
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico							
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali							
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption							
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative							
B5comb	Variazione externalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione	2030	11	38 kton	11	38 kton	11	37 kton
		2035	17	38 kton	18	38 kton	17	36 kton
		2040	23	37 kton	24	38 kton	22	36 kton
B5ed	Variazione externalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta	2030	1	100 ton	1	100 ton	0,9	97 ton
		2035	1,4	99 ton	1,4	99 ton	1,3	95 ton
		2040	1,8	98 ton	1,8	99 ton	1,7	93 ton
B6	Variazione externalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti	2030	0.7	11 ton	0.6	11 ton	0.6	10 ton
		2035	0.7	11 ton	0.7	11 ton	0.7	10 ton
		2040	0.7	10 ton	0.7	10 ton	0.7	10 ton
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico							
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione	2030	8,3	184 GWh	7,6	185 GWh	7,3	179 GWh
		2035	8,2	182 GWh	7,5	184 GWh	7,1	174 GWh
		2040	8,1	180 GWh	7,5	183 GWh	7,0	171 GWh
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	2030	5,4	91 GWh	4,9	89 GWh	5,4	91 GWh
		2035	5,3	88 GWh	5	88 GWh	5,3	88 GWh
		2040	5,5	88 GWh	5	86 GWh	5,5	88 GWh

TRASFERIMENTI MONETARI

		GA			REF		POLICY	
		Anno Studio	M€	Q.tà GWh/a - kton	M€	Q.tà GWh/a	M€	Q.tà GWh/a - kton
T2	Trasferimento monetario determinato da corrispettivi tariffari entranti o uscenti dal sistema italiano	2030	99.6	34 TWh	0.0	0.0	71.9	32 TWh
		2035	93.2	31 TWh	0.0	0.0	65.1	28 TWh
		2040	94.2	31 TWh	0.0	0.0	75.1	33 TWh

Il beneficio predominante del progetto riguarda il risparmio di emissioni di CO₂ dirette e indirette.

Nello scenario PNIEC reference non si evidenzia un trasferimento degli oneri infrastrutturali, nonostante i flussi di export da Tarvisio aumentino in modo considerevole: lo scenario prevede che la domanda gas rimanga elevata negli anni e l'aumento dei flussi di export da Tarvisio venga compensato da una diminuzione di quelli da Passo Gries, mantenendo l'import costante per soddisfare la domanda di gas naturale italiana.

Benefici qualitativi

L'infrastruttura consente una maggiore cooperazione con gli altri Paesi dell'est Europa garantendone la security of supply e rendendo l'Italia un hub focale per l'approvvigionamento della supply Europea. In particolare dalle simulazione di flusso, si evidenzia un aumento dell'export da Tarvisio in tutti gli scenari.

Inoltre a parità di corrispettivi di trasporto, il maggiore utilizzo dell'infrastruttura italiana garantisce il trasferimento di parte degli oneri di trasporto nei Paesi limitrofi.

Indicatori di Performance

POGGIO RENATICO

		GA	PNIEC ref	PNIEC Policy
VAN [M€]	Criteri Std	273	398	306
	Con trasferimenti monetari	1631	398	1278
B/C	Criteri Std	4.0	5.4	4.4
	Con trasferimenti monetari	18.9	5.4	15.0
Pay-back [anni]	Criteri Std	6 anni	5 anni	5 anni
	Con trasferimenti monetari	1 anno	5 anni	1 anno

POGGIO RENATICO				
		CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Criteri Std	Non critico	Non applicabile	+20 anni
	Con trasferimenti monetari	Non critico	Non applicabile	+22 anni
REF	Criteri Std	Non critico	Non applicabile	+20 anni
	Con trasferimenti monetari	Non critico	Non applicabile	+20 anni
POL	Criteri Std	Non critico	Non applicabile	+20 anni
	Con trasferimenti monetari	Non critico	Non applicabile	+22 anni

SCHEDA 5

Potenziamento export fase 2

Informazioni sul contesto di riferimento

A seguito del conflitto Russo-Ucraino, l'Italia potrà consolidare il suo ruolo di hub energetico sfruttando le interconnessioni con i gasdotti di importazione dal nord Africa e dal Mar Caspio, i terminali di rigassificazione e la grande capacità di stoccaggio.

Allo stato attuale, la capacità di trasporto in uscita dal nord Italia nei punti di uscita di Passo Gries e Tarvisio è limitata a 40 MSm³/g, valore che in alcuni giorni nel corso del 2022 e dell'inverno del 2023 è stato quasi saturato.

In questo contesto, nuove disponibilità di importazione dal mar Caspio, dal nord Africa e dai paesi produttori di GNL ubicati a sud dell'Italia (e.g., Egitto, Angola, Mozambico, Arabia Saudita, Qatar) potrebbero trovare sbocco verso i Paesi del nord e dell'est Europa attraverso il sistema infrastrutturale italiano, che necessiterebbe di una capacità di esportazione incrementata rispetto a quella attuale.

Descrizione dell'intervento

Il progetto consiste di un nuovo gasdotto di DN1200 lungo circa 65 km, che dalla centrale di Poggio Renatico raggiungerà il nodo di Zimella, con un tracciato parallelo rispetto all'infrastruttura di trasporto esistente incrementando la capacità massima di esportazione fino a 60 MSm³/g.

Analisi della domanda e dell'offerta

Analisi della domanda

L'andamento della domanda gas di cui si è tenuto conto per l'analisi del progetto è descritto nel documento "Documento di Descrizione degli Scenari 2023" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e riportati al capitolo 3 del piano.

Analisi dell'offerta

Il progetto riguarda l'incremento di capacità di trasporto nel punto di uscita di Tarvisio dando maggiore opportunità ai paesi membri interconnessi direttamente o indirettamente di usufruire dell'elevato livello di diversificazione del sistema italiano.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento: Potenziamento Export Fase 2

Codice identificativo intervento: COD. SRG: IT_SRG_RN_039

TYNDP ENTSG: TRA-N-1145

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE						
CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_RN_39	Metanodotto Poggio Renatico - Zimella	1200	65	NA	75	principale

Obiettivo generale dell'intervento

- Integrazione del mercato

Obiettivi specifici

- Integrazione mercato nazionale con mercato UE.
- Il Progetto consente di rendere disponibile una capacità di trasporto incrementale nei punti di interconnessione con sistemi direttamente o indirettamente al sistema di trasporto Austriaco

Categoria principale intervento

Categoria secondo art. 7 delibera 468/2018/R/Gas: Potenziamento di interconnessione con l'estero esistente

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Il progetto è un nuovo inserimento nel piano 2023-34

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM ³ /G]
Capacità di esportazione da Nord	Uscita	20 MSM ³ /g

Le capacità massime di esportazione dai punti di Tarvisio e Passo Gries sono rispettivamente di 18 MSM³/g e 40 MSM³/g, con una capacità massima di esportazione contemporanea dai due punti di 40 MSM³/g.

Il progetto consentirà di incrementare la capacità massima di esportazione contemporanea a 60 MSM³/g, senza modificare le capacità dei singoli punti di uscita.

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto (Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Il progetto non è correlato a nessuna fonte di approvvigionamento.

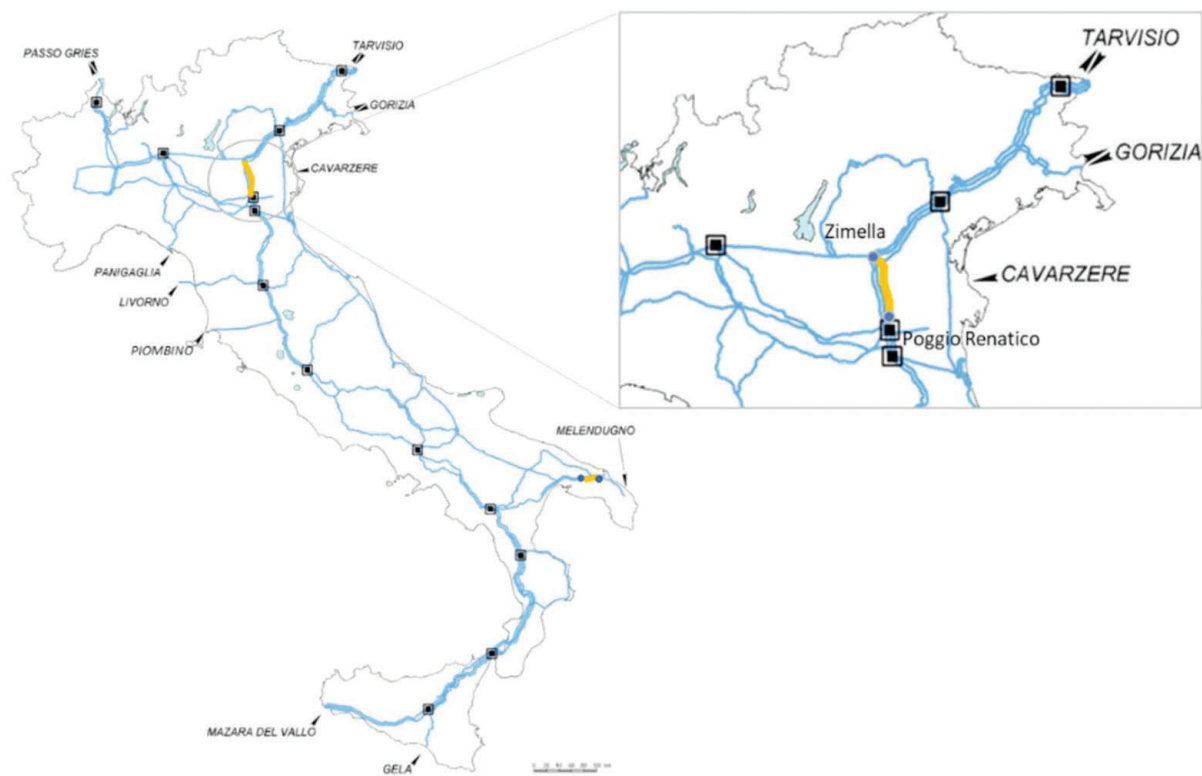
Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Il progetto non ha relazioni di complementarità o interdipendenza con altri interventi.

Indicazione dello stato dell'intervento

AUTORIZZAZIONI PUBBLICHE									
CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE	STATO SINGOLO INTERVENTO
IT_SRG_RN_39	30/06/2024	30/06/2026	01/02/2028	01/02/2029	01/11/2026	01/01/2028	01/06/2029	30/04/2031	Pre-Fattibilità

Localizzazione intervento



Costi

COSTI NOMINALI			
		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	
IT_SRG_RN_39	Met. Poggio Renatico - Zimella	359	
CAPEX TOTALE NOMINALE [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2023 [M€]	OPEX [M€/ANNO]	
359	0	0	

COSTI REALI UTILIZZATI PER L'ANALISI COSTI BENEFICI (AL NETTO DI IPCO, ESCALATION E DELLA FISCALITÀ DEL LAVORO)			
		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	
IT_SRG_RN_39	Met. Poggio Renatico - Zimella	280	
CAPEX TOTALE REALE [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2023 [M€]	OPEX [M€/ANNO]	
280	0	0	

Analisi Benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM.

BENEFICI MONETARI								
			GA		REF		POLICY	
		Anno Studio	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)	2030	0.0	15	-1.2	24.3	-1.6	20.0
		2035	-0.8	13	-4.2	18.6	-0.4	19.0
		2040	-1.2	29	-2.8	15.3	0.0	15.9
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree							
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico							
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali							
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption							
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative							
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione							
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta							
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti							
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico							
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione							
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico							

TRASFERIMENTI MONETARI								
			GA		REF		POLICY	
		Anno Studio	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a	M€	Q.tà TWh/a
T2	Trasferimento monetario determinato da corrispettivi tariffari entranti o uscenti dal sistema italiano	2030	36.2	15	55.5	24.3	44.8	20.0
		2035	28.1	13	42.4	18.6	42.9	19.0
		2040	45.2	29	34.8	15.3	35.5	15.9

Benefici qualitativi

L'infrastruttura consente una maggiore cooperazione con gli altri Paesi Europei garantendone la security of supply e rendendo il ruolo dell'Italia per l'approvvigionamento della supply gas Europea ancora più importante.

Inoltre a parità di corrispettivi di trasporto, il maggiore utilizzo dell'infrastruttura italiana garantisce il trasferimento di parte degli oneri di trasporto nei Paesi limitrofi.

INDICATORI DI PERFORMANCE				
		GA	REF	POL
VAN [M€]	Criteri Std	-224	-248	-214
	Con trasferimenti monetari	248	218	244
B/C	Criteri Std	-0.1	-0.2	0.0
	Con trasferimenti monetari	2.2	2.0	2.1
Pay-back [anni]	Criteri Std	Never	Never	Never
	Con trasferimenti monetari	10 anni	7 anni	7 anni

Inoltre considerando l'applicazione del *Neutrality Change* quanto prospettato dal DCO 588/2023/R/gas e il conseguente aumento del corrispettivo applicato ai punti di interconnessione con l'estero, il B/C e il VAN aumenterebbero ulteriormente, considerando i trasferimenti monetari:

- F55/GA: B/C pari 4,4 e VAN 730 M€;
- PNIEC reference: B/C pari 4,3 e VAN 697 M€;
- PNIEC policy: B/C pari 4,4 e VAN 713 M€.

SENSITIVITY (SWITCHING VALUE)				
		CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Con trasferimenti monetari	Non Critico	Non applicabile	+ 11 anni
REF	Con trasferimenti monetari	Non Critico	Non applicabile	+ 10 anni
POL	Con trasferimenti monetari	Non Critico	Non applicabile	+ 11 anni

SCHEDA 6

Allacciamenti ai nuovi terminali di rigassificazione GNL

Informazioni sul contesto di riferimento

La necessità di incrementare la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti dopo l'inizio del conflitto Russo-Ucraino di fine febbraio 2022, ha determinato la decisione di installare nuovi impianti per la rigassificazione del GNL interconnessi alla rete di trasporto. Gli impianti del tipo Floating Storage Regasification Unit (FSRU) sono stati reputati la scelta ottimale, in ragione dei minori tempi di installazione.

A seguito delle indagini e delle verifiche condotte su tutto il territorio nazionale sono state analizzate varie opzioni, individuando infine il porto di Piombino e l'area antistante le coste di Ravenna come siti idonei e dalle caratteristiche migliori in termini di condizioni di installazione, distanza dalla rete e capacità di trasporto già disponibile.

Il Governo a maggio 2022 emanava il D.L. 50/2022 (c.d. Decreto Aiuti) in cui all'art. 5, "Disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione", dispone che *"... le opere finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione nazionale mediante unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto esistente alla data di emanazione del presente decreto, incluse le connesse infrastrutture, costituiscono interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti"*.

A seguito dell'emanazione del Decreto e della successiva nomina, a inizio giugno 2022, dei Commissari Straordinari per i Rigassificatori di Toscana ed Emilia Romagna, sono state presentate le istanze autorizzative per l'installazione ed esercizio dei terminali FSRU di Piombino e Ravenna, che ricomprendono le opere di allacciamento alla rete nazionale gasdotti, di seguito descritte.

Descrizione dell'intervento

Allacciamento FSRU di Piombino

L'allacciamento del terminale FSRU di Piombino alla rete nazionale è entrato in esercizio nel mese di maggio 2023 e consiste in un primo tratto di ca. 3 km di gasdotto di DN1200 e in un secondo tratto di ca. 6 km costituito da due gasdotti in parallelo di DN750.

L'autorizzazione all'esercizio del terminale FSRU di Piombino prevede che il terminale sia ricollocato in un altro sito entro il 2026. Nel piano sono quindi considerati i costi per il ricollocamento del terminale al largo delle coste di Vado Ligure, che prevede la realizzazione di un allacciamento in parte sottomarino DN650 di ca. 5, di un gasdotto a terra di DN 650 di ca. 27 km con relativo impianto di riduzione della pressione, dei quali ca. 24 km in sostituzione di un gasdotto esistente, e di ca. 3 km di gasdotto DN500 per collegare il terminale ad un'altra direttrice di trasporto.

Il progetto può garantire una capacità nel nuovo punto di entrata di Vado di 20 Msm³/g, pari alla capacità di punta di rigassificazione del terminale.

Allacciamento FSRU di Ravenna

Il progetto è costituito da un primo gasdotto DN650 di ca. 10 km, offshore per gran parte del suo percorso, e da un secondo gasdotto a terra DN 900 di ca. 31 km con relativo impianto di riduzione della pressione, che interconnette l'impianto con la rete esistente presso il nodo di Ravenna Terra.

L'intervento comporterà la creazione di una capacità di trasporto di 20 MSm³/g nel punto di entrata di Ravenna, che potrà essere incrementata a 29 MSm³/g a seguito della realizzazione della prima fase della linea Adriatica (2026) se l'impianto di Piombino rimanesse nella sua attuale posizione, o a 40 MSm³/g dopo che l'impianto di Piombino sarà spostato a Vado Ligure come attualmente previsto

Analisi della domanda e dell'offerta

Analisi della domanda

L'andamento della domanda gas di cui si è tenuto conto per l'analisi del progetto è descritto nel documento "Documento di Descrizione degli Scenari 2023" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e riportati al capitolo 3 del piano.

Analisi dell'offerta

Il progetto riguarda l'incremento di capacità di trasporto relativa ai punti di entrata interconnessi con i terminali di rigassificazione pertanto incrementerà l'offerta di GNL disponibile per il mercato italiano.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento: Allacciamento ai nuovi terminali di rigassificazione

Codice identificativo intervento: Allacciamento FSRU di Piombino

COD. SRG: IT_SRG_RN_040_a

TYNDP ENTSG: TRA-F-539

Allacciamento FSRU di Ravenna

COD. SRG: IT_SRG_RN_040_b

TYNDP ENTSG: TRA-A-566

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE						
CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_RN_40a	Allacciamento FSRU Alto Tirreno	500-650	35	NA	70-100	principale
IT_SRG_RN_40b	Allacciamento FSRU di Ravenna	650-900	41	NA	75-100	principale

Obiettivo generale dell'intervento

- Integrazione del mercato
- Sicurezza dell'approvvigionamento
- Concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento

Obiettivi specifici

- Disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento: il progetto garantirà la possibilità di trasportare volumi addizionali di GNL.
- Continuità della fornitura: la maggior disponibilità di capacità di importazione potrà contribuire a limitare potenziali situazioni di mancata fornitura
- Sviluppo della concorrenza, competizione e liquidità: la capacità incrementale di importazione di fonti di supply renderà possibile una maggiore competizione fra le fonti di supply e un incremento della liquidità, favorendo l'abbassamento dei prezzi sia in condizioni di normale funzionamento del mercato che in condizioni di tensione dei prezzi

Categoria principale intervento

Categoria secondo art. 7 delibera 468/2018/R/Gas: Interconnessione con nuovo impianto di rigassificazione GNL

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2023-2032

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM ³ /G]
Punto di Entrata di Vado Ligure	Entrata	20 MSM ³ /g
Punto di Entrata du Ravenna	Entrata	20 MSM ³ /g

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto (Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Il progetto è correlato all'importazione di GNL.

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Il progetto non ha relazioni di complementarità o interdipendenza con altri interventi, tuttavia l'incremento delle capacità del punto di entrata di Ravenna fino a 29 MSMm³/g è correlata alla realizzazione della prima fase della Linea Adriatica

Indicazione dello stato dell'intervento

AUTORIZZAZIONI PUBBLICHE									
CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE	STATO SINGOLO INTERVENTO
IT_SRG_RN_40_a	08/06/2023	30/11/2023	18/09/2023	20/05/2024	18/09/2023	20/05/2024	01/09/2024	30/12/2026	Aut. Pubbliche
IT_SRG_RN_40_b	30/05/2022	30/05/2022	08/07/2022	07/11/2022	08/07/2022	07/11/2022	04/05/2023	31/12/2024	Costruzione

Localizzazione intervento



Costi

COSTI NOMINALI			
		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2023 [M€]
IT_SRG_RN_40a	Allacciamento FSRU Alto Tirreno	305	5
IT_SRG_RN_40b	Allacciamento FSRU di Ravenna	374	117
CAPEX TOTALE NOMINALE [M€]		CONSUNTIVO AL 31/12/2023 [M€]	OPEX [M€/ANNO]
679		122	0

SCHEDA 7

Virtual pipeline Sardegna

Informazioni sul contesto di riferimento

Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel documento "Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

Descrizione dell'intervento

L'intervento riguarda l'interconnessione "virtuale" della Rete Nazionale di Trasporto Snam Rete Gas e la Rete di Trasporto Sarda Enura, mediante navi spola fra i terminali di rigassificazione regolati del continente e i terminali previsti sull'Isola. Il progetto prevede il posizionamento di un FSRU ormeggiato a Porto Torres ed adeguatamente dimensionato per il soddisfacimento del fabbisogno regionale, anche attraverso i depositi costieri già autorizzati (Oristano), alimentati mediante bettoline a partire dai terminali di Panigaglia e Livorno.

Analisi della domanda e dell'offerta

Analisi della domanda

Le assunzioni effettuate sulla domanda gas per l'analisi del progetto sono descritte nel documento "Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam. Per quanto riguarda la domanda considerata nel presente documento si rimanda alle assunzioni riportate nel rispettivo paragrafo del piano del trasportatore Enura S.p.A. In particolare, in uno scenario base, si considera la sostituzione con gas naturale dei combustibili nel mercato residenziale (principalmente GPL, aria propanata e gasolio), l'alimentazione per gli usi industriali compresa la cogenerazione ad essi correlata, ed una parziale sostituzione nel settore dei trasporti. In uno scenario aggiuntivo, si considera inoltre, l'eventuale phase-out dal carbone della centrale termoelettrica di produzione regionale ubicata nel polo industriale di Porto Torres.

Analisi dell'offerta

Snam Rete Gas ha pianificato l'intervento in oggetto per assicurare l'auspicato approvvigionamento di gas alla regione, in coerenza con il Decreto-Legge n. 76 del 16 luglio 2020 che prevede che "Al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, garantendo l'approvvigionamento di energia all'isola a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d'Italia, assicurando al contempo la compatibilità con l'ambiente e l'attuazione degli obiettivi del PNIEC, in tema di rilancio industriale, di decarbonizzazione dei consumi e di phase out delle centrali a carbone presenti nella regione Sardegna, è considerato parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa". La soluzione infrastrutturale pianificata risulta facilmente scalabile a seconda delle necessità e del build up della domanda gas.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento: Virtual Pipeline Sardegna

Codice identificativo intervento: COD. SRG: IT_SRG_RN_23
TYNDP ENTSG: LNG-N-304

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_RN_23_b	FSRU Porto Torres	-	-	-	75	principale
IT_SRG_RN_23_c	Bettoline Virtual Pipeline	-	-	-	-	principale

Gli investimenti per la Virtual Pipeline di competenza di SRG ammontano a circa 594 M€, e sono relativi alla realizzazione del terminale di Porto Torres e all'acquisto di bettoline per la spola con i terminali regolati del continente di Panigaglia e Livorno. E' inoltre in corso di valutazione l'utilizzo dei terminali autorizzati di Oristano e un loro eventuale sviluppo per integrare la virtual pipeline. Tali investimenti, unitamente a quelli di competenza degli altri soggetti coinvolti, sono stati considerati nell'analisi dei costi e dei benefici elaborata in coordinamento con la società Enura SpA e presentata nel relativo Piano Decennale a cui si rimanda.

Obiettivo generale dell'intervento

- Metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda
- Sostenibilità ambientale

Obiettivi specifici

- Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree
- Promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti
- Riduzione emissioni CO₂
- Riduzione emissioni di altri inquinanti

Categoria principale intervento

Categoria secondo art. 7 delibera 468/2018/R/Gas: Interventi in aree di nuova metanizzazione

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2021-2030

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]
Il progetto garantisce un collegamento virtuale fra i terminali di rigassificazione collocati nel mar Tirreno e la Sardegna	Entrata	La struttura è dimensionata per garantire il trasporto dei quantitativi di domanda previsti dal piano Enura

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto (Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

La configurazione prevede l'approvvigionamento di gas dai terminali di rigassificazione esistenti collocati nel mar Tirreno.

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Interventi di interconnessione con le infrastrutture di trasporto della rete di Enura.

Indicazione dello stato dell'intervento

AUTORIZZAZIONI PUBBLICHE									
CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE	STATO SINGOLO INTERVENTO
IT_SRG_RN_23_b	05/06/2017	08/02/2018	01/07/2024	30/04/2025	01/12/2022	30/06/2024	01/05/2025	31/12/2027	Aut. Pubbliche
IT_SRG_RN_23_c	-	-	-	-	-	-	-	31/12/2026 31/12/2029	-

Localizzazione intervento



Costi

COSTI NOMINALI			
			CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
IT_SRG_RN_23_b	FSRU Porto Torres		484
IT_SRG_RN_23_c	Bettoline Virtual Pipeline		110
CAPEX TOTALE NOMINALE [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2023 [M€]	OPEX [M€/ANNO]	
594	4	25	

**COSTI REALI UTILIZZATI PER L'ANALISI COSTI BENEFICI
(AL NETTO DI IPCO, ESCALATION E DELLA FISCALITÀ DEL LAVORO)**

CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]			
IT_SRG_RN_23_b	FSRU Porto Torres		432
IT_SRG_RN_23_c	Bettoline Virtual Pipeline		100
CAPEX TOTALE REALE [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2023 [M€]		OPEX [M€/ANNO]
532		3	25

Allegato 2b

Schede Progetti di sviluppo Rete Regionale





SCHEDA 8

Diramazione Nocera - Cava dei Tirreni

Elementi informativi del progetto

Elementi informativi relativi all'intervento

L'attuale metanodotto Diramazione Nocera – Cava dei Tirreni DN 150/200 (6"/8") dello sviluppo di circa 2,2 km, è alimentato in 2a specie dal metanodotto di Rete Regionale DN 300 (12") Derivazione Castellammare – Torre Annunziata e alimenta a sua volta l'impianto di riduzione di Nocera Superiore.

La rete sopra descritta è al servizio di un bacino d'utenza costituito da 27 Punti di Riconsegna, di cui 25 interconnessi con clienti finali e 2 interconnessi con reti di distribuzione cittadina.

Considerando gli attuali impegni di capacità di trasporto, la diramazione Nocera – Cava dei Tirreni risulta al limite rispetto ai criteri di affidabilità e flessibilità richiesti nella gestione delle reti di trasporto. In tale contesto, la realizzazione della nuova Diramazione, in sostituzione del metanodotto esistente, consentirà di incrementare la capacità della rete regionale interessata, ripristinando assetti di trasporto in linea con gli standard di affidabilità e flessibilità richiesti, con adeguati margini per far fronte a eventuali esigenze aggiuntive di capacità di trasporto nel medio-lungo periodo.

Il progetto non era rappresentato nei Piani precedenti in quanto i costi di realizzazione erano inizialmente stimati inferiori ai 5 M€.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

Denominazione intervento	Metanodotto diramazione Nocera - Cava dei tirreni
Codice identificativo intervento	COD. SRG: IT_SRG_RR_0403
Obiettivo generale dell'intervento	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
Obiettivi specifici	-
Categoria principale intervento	Potenziamento rete esistente
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2023-2032
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)	Incremento della capacità di trasporto della rete regionale
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Nr. 27 Punti di Riconsegna
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto	(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative) Non applicabile
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile
Indicazione dello stato dell'intervento	In costruzione
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	n. a.

ELEMENTI DIMENSIONALI CARATTERISTICI DI CIASCUNA OPERA

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO	
IT_SRG_RR_0403	Dir. Nocera - Cava dei Tirreni	Principale	250	2,7	24	Pianificato	In costruzione	

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_0403	lug-2019	lug-2019	giu-2020	mag-2021	giu-2020	dic-2020	mag-2023	mar-2024

Localizzazione intervento



COSTI				
CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]				
IT_SRG_RR_0403	Dir. Nocera - Cava dei Tirreni			7,5
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
7,5		5,6	7,5	0,008/anno
ANALISI DI DOMANDA				
		2030 [MM³/G]	2035 [MM³/G]	2040 [MM³/G]
GA	Domanda di punta Eccezionale	0,46	0,41	0,35
	Domanda di punta Normale	0,40	0,35	0,31
PNIEC	Domanda di punta Eccezionale	0,49	0,49	0,48
	Domanda di punta Normale	0,43	0,42	0,42

Analisi benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" secondo i dettagli riportati nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

BENEFICI						
		GA		PNIEC REF		
		Anno Studio	M€	Q.tà	M€	Q.tà
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)			-		
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree			-		
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico			-		
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	2030	0,03	0,04 GWh/a	0,07	0,12 GWh/a
		2035	0,01	0,02 GWh/a	0,07	0,11 GWh/a
		2040	-	-	0,06	0,1 GWh/a
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption	2030	3,01	5,0 GWh/a	3,25	5,42 GWh/a
		2035	2,70	4,5 GWh/a	3,22	5,37 GWh/a
		2040	2,38	4,0 GWh/a	3,19	5,32 GWh/a
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative			-		
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione			-		
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta			-		
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti			-		
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico			-		
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione			-		
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico			-		

INDICATORI DI PERFORMANCE			
	GA	PNIEC-REF	
VAN [M€]	33,3	41,5	
B/C	5,9	7,1	
Pay-back [anni]	2	2	

SENSITIVITY SWITCHING VALUE			
SCENARIO	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Non critico	-83%	+17 anni
PNIEC-REF	Non critico	-87%	+20 anni

Allegato 3

Schede Progetti di Mantenimento e Sicurezza

Allegato 3a

Schede Progetto Mantenimento



SCHEDA 9

Sestri Levante - Recco

Elementi informativi del progetto

Elementi informativi relativi all'intervento

L'area del levante ligure compresa tra Genova e Sestri Levante è alimentata dalle seguenti infrastrutture: verso Genova, provenienti dal Piemonte, dai gasdotti Alessandria – Genova e Potenziamento Gavi – Pietralavezzara; verso Sestri Levante, proveniente dall'Emilia-Romagna, dalla Derivazione per Sestri Levante, alimentata a sua volta dal gasdotto Pontremoli – Parma. Tutte le utenze industriali e i Comuni metanizzati compresi tra queste due località prelevano gas dalle suddette strutture. L'eventuale interruzione o anche solo la riduzione della capacità di trasporto di tali strutture di trasporto provocano rilevanti impatti sulle utenze civili (comprensive di ospedali e utenze sensibili) e industriali collegate. Sulla base di tale scenario sono state ricercate soluzioni per aumentare il livello di resilienza del sistema dei gasdotti dell'area del levante ligure e si è individuata la possibilità di collegare le infrastrutture esistenti con un nuovo gasdotto, da Sestri Levante a Recco, così da interconnettere le due reti, aumentando di conseguenza la garanzia della continuità dell'esercizio.

Le aree dell'appennino ligure, sensibili sotto l'aspetto idrogeologico e di particolare pregio naturalistico, dovranno essere superate mediante tecniche realizzative che prevedono ampio ricorso a trivellazioni e micro tunneling.

Il progetto, in caso di indisponibilità dell'adduttore di rete funzionale all'area di Genova est e Recco, consentirà di approvvigionare la totalità del mercato di picco giornaliero invernale. Analogamente, in caso di indisponibilità dell'adduttore di rete funzionale all'area di Sestri Levante, il nuovo progetto consentirà di approvvigionare la totalità del mercato di picco giornaliero invernale.

Si segnala che sono inoltre allo studio ulteriori opere infrastrutturali, di entità economica inferiore al progetto qui descritto, finalizzate a incrementare ulteriormente la resilienza della rete di trasporto dell'area genovese.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO	
Denominazione intervento	Metanodotto Sestri Levante - Recco
Codice identificativo intervento	COD. SRG: RR_M0001
Obiettivo generale dell'intervento	Qualità del servizio
Obiettivi specifici	-
Categoria principale intervento	Rete Regionale
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2019-2028
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)	Magliatura di rete regionale che incrementa l'affidabilità, la sicurezza e la continuità del servizio
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Non applicabile
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto	(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative) Non applicabile
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile
Indicazione dello stato dell'intervento	In fase di valutazione
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	In fase di valutazione

ELEMENTI DIMENSIONALI CARATTERISTICI DI CIASCUNA OPERA							
CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_M0001	Met. Sestri Levante - Recco	Principale	400	49,9	75	In fase di valutazione	In fase di valutazione

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_M0001				In fase di valutazione				

Localizzazione intervento



Analisi costi / benefici

COSTI				
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
250,6		11,3	250,6	0,129/anno

I costi del progetto sono aumentati, a seguito della definizione del dettaglio della progettazione con particolare riferimento alle tecniche realizzative dell'intervento. L'aumento di costo e la riduzione dei volumi di domanda attesi, nel contesto del mercato servito dalla nuova infrastruttura, porterebbero ad un'analisi con benefici inferiori ai costi ($B/C=0,7$). Pertanto, il progetto è in corso di valutazione, anche mediante l'utilizzo di tecniche realizzative diverse e/o la possibilità di ricorrere a finanziamenti a fondo perduto. I risultati dell'analisi sono riportati con un range che tiene in considerazione i possibili esiti della rivalutazione.

ANALISI DI DOMANDA				
		2030 [MM ³ /G]	2035 [MM ³ /G]	2040 [MM ³ /G]
GA	Domanda media estiva	0,31	0,26	0,20
	Domanda di punta Normale	1,22	1,06	0,89
PNIEC	Domanda media estiva	0,33	0,33	0,33
	Domanda di punta Normale	1,41	1,41	1,41

SCHEDA 10

Spina di Genova

Elementi informativi del progetto

Elementi informativi relativi all'intervento

Il progetto rientra in un piano di ammodernamento di strutture di trasporto esistenti realizzate negli anni '50 e '60 e si pone l'obiettivo di aumentare la resilienza del sistema, incrementando nel contempo la capacità di trasporto per eventuali sviluppi futuri.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

Denominazione intervento	Rif. Derivazione e Spina di Genova
Codice identificativo intervento	COD. SRG: IT_SRG_RR_M0002
Obiettivo generale dell'intervento	Qualità del servizio
Obiettivi specifici	-
Categoria principale intervento	Rete Regionale
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2019-2028
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)	Miglioramento dell'affidabilità, della sicurezza e della continuità del servizio
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Non applicabile
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto	(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative) Non applicabile
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile
Indicazione dello stato dell'intervento	Costruzione
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	In linea con la programmazione dell'intervento

ELEMENTI DIMENSIONALI CARATTERISTICI DI CIASCUNA OPERA

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_M0002	Rif. Derivazione e Spina di Genova	Principale	500/600	7,4	24/12	Pianificato	Costruzione

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_M0002	apr 2021	mag 2021	apr 2022	feb-2023	n.d.	n.d.	mar 2024.	mar 2026

Localizzazione intervento



TABELLA DA COMPILARE ESCLUSIVAMENTE IN CASO DI SOSTITUZIONI DI TRATTI DI RETE

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	7,4
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1956
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	0,2
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	3,18
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,41
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Continuità d'esercizio

COSTI

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
48,4		3,3	47,1	0,047/anno

ANALISI DI DOMANDA

		2030 [MM³/G]	2035 [MM³/G]	2040 [MM³/G]
GA	Domanda media estiva	0,11	0,10	0,08
	Domanda di punta Normale	0,73	0,64	0,54
PNIEC	Domanda media estiva	0,11	0,10	0,08
	Domanda di punta Normale	0,77	0,78	0,78

Analisi benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" secondo i dettagli riportati nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

BENEFICI						
		GA		PNIEC REF		
		Anno Studio	M€	Q.tà	M€	Q.tà
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)			-		
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree			-		
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico			-		
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali			-		
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption	2030	7,73	12,9 GWh/a	8,08	13,5 GWh/a
		2035	6,66	11,1 GWh/a	7,76	12,9 GWh/a
		2040	5,59	9,31 GWh/a	7,44	12,4 GWh/a
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative			-		
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione			-		
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta			-		
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti			-		
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico			-		
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione			-		
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico			-		

INDICATORI DI PERFORMANCE		
	GA	PNIEC-REF
VAN [M€]	52	68
B/C	2,3	2,7
Pay-back [anni]	6	6

SENSITIVITY SWITCHING VALUE			
SCENARIO	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Non critico	-57%	+10 anni
PNIEC-REF	Non critico	-64%	+12 anni

SCHEDA 11

Livorno - Piombino

Elementi informativi del progetto

Elementi informativi relativi all'intervento

Il rifacimento del metanodotto Livorno – Piombino si rende necessario al fine di mantenere invariata la capacità di trasporto, funzionale alla continuità del servizio per l'alimentazione del polo termoelettrico di Rosignano (LI), a seguito della necessità di declassamento della struttura esistente, realizzata nel 1970.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

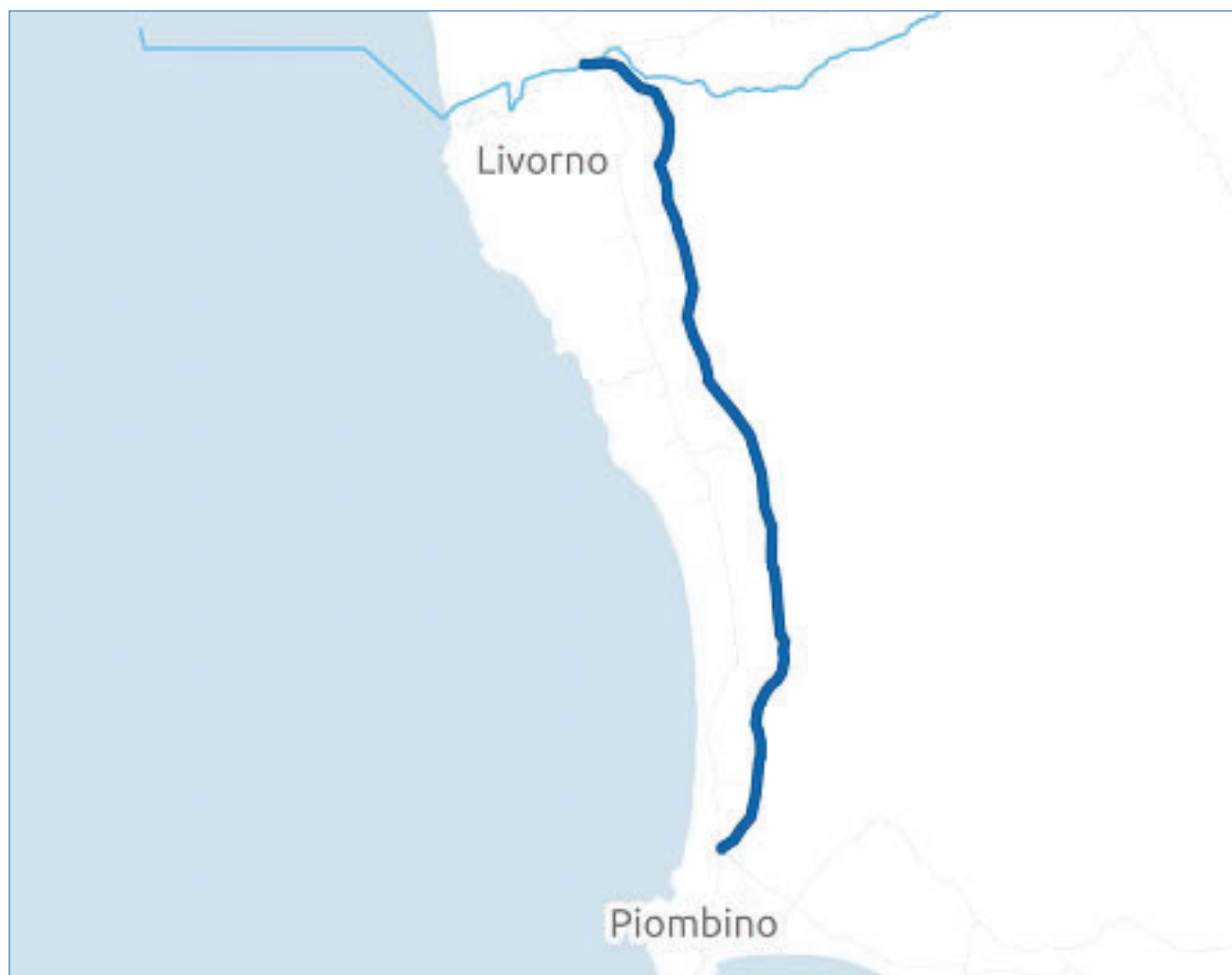
Denominazione intervento	Rifac. Livorno – Piombino
Codice identificativo intervento	COD. SRG: IT_SRG_RR_M0003
Obiettivo generale dell'intervento	Qualità del servizio
Obiettivi specifici	-
Categoria principale intervento	Rete Regionale
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2019-2028
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)	Miglioramento dell'affidabilità, della sicurezza e della continuità del servizio
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Non applicabile
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto	(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative) Non applicabile
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile
Indicazione dello stato dell'intervento	Progettazione di dettaglio
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	In linea con la programmazione dell'intervento

ELEMENTI DIMENSIONALI CARATTERISTICI DI CIASCUNA OPERA

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_M0003	Rif. Metanodotto Livorno - Piombino	Principale	750	87	75	Pianificato	Progettazione di dettaglio

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_M0003	feb 2021	mar 2021	ago-2023.	lug-2024.	mar 2022.	mar 2023	dic-2024	ago 2026

Localizzazione intervento



COSTI				
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO [M€]	AL 31/12/2023	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
301,9		20,8	301,3	0,190/anno
ANALISI DI DOMANDA				
		2030 [MM ³ /G]	2035 [MM ³ /G]	2040 [MM ³ /G]
GA	Volume termoelettrico Mm3/a	490	435	380
PNIEC	Volume termoelettrico Mm3/a	588	463	338

Analisi benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" secondo i dettagli riportati nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

BENEFICI						
		GA		PNIEC REF		
		Anno Studio	M€	Q.tà	M€	Q.tà
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)			-		
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	2030	114	5.178 GWh/a	200	6.212 GWh/a
		2035	101	4.597 GWh/a	157	4.894 GWh/a
		2040	88	4.016 GWh/a	125	3.575 GWh/a
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico			-		
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali			-		
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption			-		
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative			-		
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione	2030	105	352,5 kton/a	126	422,9 kton/a
		2035	145	312,9 kton/a	154	333,2 kton/a
		2040	171	273,4 kton/a	152	243,4 kton/a
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta			-		
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti	2030	460	2.811 ton/a	552	3.372 ton/a
		2035	408	2.496 ton/a	435	2.657 ton/a
		2040	357	2.180 ton/a	317	1.941 ton/a
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico			-		
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione			-		
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico			-		

INDICATORI DI PERFORMANCE		
	GA	PNIEC-REF
VAN [M€]	9.093	9.801
B/C	41	44
Pay-back [anni]	0	0

SENSITIVITY SWITCHING VALUE			
SCENARIO	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Non critico	Non critico	+24 anni
PNIEC-REF	Non critico	Non critico	+24 anni

Allegato 3b

Schede Progetto Mantenimento per Sicurezza



SCHEDA 12

Metanodotto Recanati - Chieti

Finalità

Il gasdotto Recanati-Chieti DN650 (26") attraversa le regioni Marche e Abruzzo e garantisce il collegamento con i metanodotti della Rete Nazionale a nord verso Ravenna, a Ovest verso Gallese e a sud verso Vasto. Il gasdotto fa parte della rete di trasporto nazionale storica del centro Italia, costituita dai gasdotti Ravenna–Recanati, Recanati–Chieti, Recanati – Foligno, Foligno–Gallese e Sansepolcro – Terranuova.

Il gasdotto Recanati – Chieti DN650 (26"), inserito in Rete Nazionale Gasdotti, ha una lunghezza di 150,1 km e alimenta direttamente 107 punti di riconsegna (di cui 58 interconnessi a reti cittadine, 28 a utenze industriali dirette e 21 impianti per autotrazione) e 2 punti di interconnessione con reti di trasporto gestite da imprese terze, oltre a consentire l'immissione in rete di 6 campi di produzione nazionale.

Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 384 milioni di standard metri cubi.

Il mantenimento di questa importante connessione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centrale del Paese.

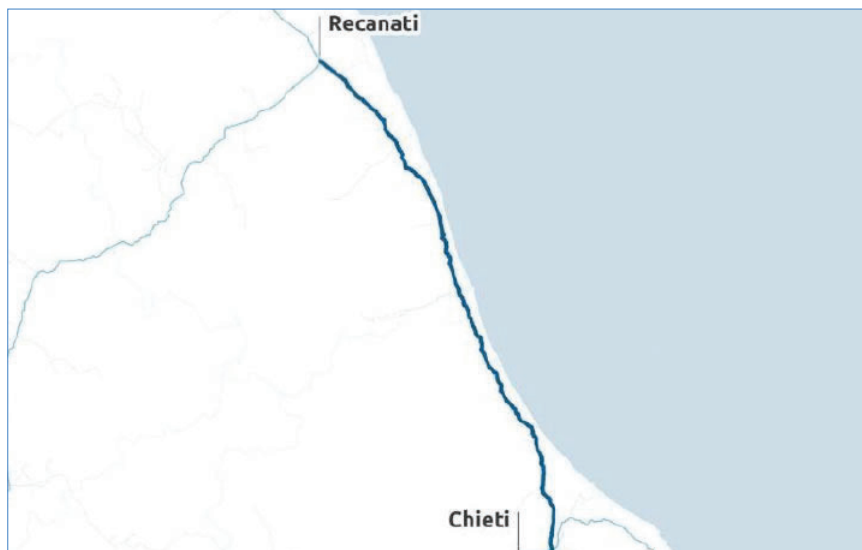
L'intervento di sostituzione si rende necessario in quanto l'attuale tracciato interessa tratti fortemente urbanizzati e geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà di superare aree geologicamente instabili contribuendo alla salvaguardia della sicurezza del trasporto e permettendo l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area.

Il nuovo gasdotto, di lunghezza pari a circa 154 km, verrà realizzato in sostituzione dell'esistente e consentirà di mantenere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando tutte le utenze esistenti.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RN_26	Met. RA-CH tratto Recanati - Chieti	650	206,4	70	558,4

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
23/12/16	04/12/17	30/11/17	01/02/21	30/11/17	22/07/20	13/06/22	30/09/25



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	206,4
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1960
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	12,59
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	26,67
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	11,98
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
45950	RAVENNA - CHIETI	AHI4	D	B	B	0,67
4500070	RAVENNA CHIETI	AHI4	<u>D</u>	<u>B</u>	<u>B</u>	0,59

SCHEDA 13

Metanodotto Ravenna - Recanati

Finalità

Il metanodotto esistente Ravenna – Recanati DN650 (26") attraversa le regioni Emilia Romagna e Marche ed è l'ultimo tratto a nord della rete di trasporto nazionale storica del centro Italia, costituita dai gasdotti Ravenna–Recanati, Recanati–Chieti, Recanati – Foligno, Foligno–Gallese e Sansepolcro – Terranuova.

Il gasdotto oltre a fare da collettore per le numerose produzioni di gas naturale presenti al largo della costa adriatica, permette lo smaltimento a nord di parte dei volumi in erogazione dal campo di stoccaggio di Fiume Treste presso San Salvo e costituisce un'importante infrastruttura di trasporto al servizio dell'area del centro est italiano.

Il gasdotto Ravenna – Recanati alimenta direttamente 149 punti di riconsegna (di cui 72 interconnessi a reti cittadine, 36 a utenze industriali dirette, 38 a impianti per autotrazione e 3 a impianti di produzione di energia elettrica) e consente inoltre l'immissione in rete di 3 campi di produzione nazionale.

Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 2.096 milioni di metri cubi.

La sostituzione del gasdotto e delle principali derivazioni interconnesse si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa tratti fortemente urbanizzati e geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà di superare le aree geologicamente instabili salvaguardando la sicurezza del trasporto e permettendo l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei gasdotti presenti nell'area.

Il nuovo gasdotto verrà realizzato in sostituzione dell'esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando tutte le utenze esistenti.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RN_27a	Met. RA-CH tratto Ravenna - Recanati	650	214,3	70	421,8
IT_SRG_RN_27b	Derivazioni e Allacciamenti Ravenna - Recanati	100/150/200	31	70	17,2

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
23/06/17	21/09/17	30/04/18	21/10/21	30/04/18	11/01/21	04/07/22	31/07/25



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	247
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1969
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	28,65
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	31,90
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	17,0
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
45950	RAVENNA - CHIETI	AHI4	D	B	B	0,67

SCHEDA 14

Metanodotto Foligno (fraz. Colfiorito) - Gallese

Finalità

Il metanodotto esistente Foligno – Gallese DN600/550 (24"/22") attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti, attraversa le regioni Umbria e Lazio e, unitamente al tratto successivo Recanati-Foligno, garantisce il collegamento tra i metanodotti della Rete Nazionale Ravenna–Chieti e il Gasdotto Trasmediterraneo. Il mantenimento di questa importante connessione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centrale del Paese.

Il metanodotto Foligno – Gallese alimenta direttamente 82 punti di riconsegna (di cui 30 interconnessi a reti cittadine, 39 a utenze industriali dirette, 11 a impianti per autotrazione e 2 impianti per la produzione di energia elettrica) e consente inoltre l'alimentazione di 1 punto di interconnessione con una rete di trasporto gestita da un'impresa terza. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di riconsegna e interconnessione, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 425 milioni di standard metri cubi.

La sostituzione del gasdotto si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa alcuni tratti urbanizzati e attraversa zone geologicamente complesse, interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà di superare le aree geologicamente instabili contribuendo alla salvaguardia della sicurezza del trasporto e permettendo l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area.

Il nuovo gasdotto avrà uno sviluppo di circa 109 km, interessando le Province di Perugia, Terni, Rieti e Viterbo e sarà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente. L'opera contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RN_28	Metanodotto Foligno (fraz. Colfiorito) - Gallese	650	123,4	70	373,9

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
29/05/19	27/06/19	01/11/23	31/10/24	06/03/20	21/06/23	01/06/25	30/06/27



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	123,4
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	9,38
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	6,41
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	3,4
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4500320	FOLIGNO - TERNI	AHI4	D	B	B	0,61

SCHEDA 15

Metanodotto San Salvo - Biccari

Finalità

Il metanodotto San Salvo – Biccari DN500 (20”), inserito in Rete Nazionale Gasdotti, ha lunghezza pari a circa 84 km e attraversa le regioni Abruzzo, Molise e Puglia. L’infrastruttura garantisce il collegamento tra i metanodotti della Rete Nazionale presenti nell’area dello stoccaggio di San Salvo a nord e il metanodotto Massafra–Biccari a sud.

Il gasdotto San Salvo – Biccari alimenta direttamente 78 punti di riconsegna (di cui 54 interconnessi a reti cittadine, 17 a utenze industriali dirette, 3 a impianti per autotrazione e 4 impianti di produzione di energia elettrica) e 2 punti di interconnessione con reti di trasporto gestite da imprese terze, oltre a consentire l’immissione in rete di 1 campo di produzione nazionale. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell’anno solare 2022, è stato pari a circa 874 milioni di standard metri cubi.

Il mantenimento di questa importante connessione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell’area centro-meridionale del Paese.

La sostituzione si rende necessaria in quanto l’attuale tracciato interessa tratti geologicamente complessi in aree interessate da importanti fenomeni d’instabilità dei terreni.

L’impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà di superare le aree geologicamente instabili contribuendo alla salvaguardia della sicurezza del trasporto. La sostituzione permetterà infine l’armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell’area.

Il nuovo gasdotto verrà realizzato in sostituzione dell’esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell’esercizio del sistema di trasporto di gas naturale tra le direttrici Sud-Nord. E’ previsto il ricollegamento al nuovo metanodotto di tutte le utenze esistenti.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RN_30	Metanodotto San Salvo - Biccari	650	100,9	75	214,2

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
23/06/17	20/07/17	15/12/17	26/06/21	15/12/17	15/11/19	30/05/21	31/12/25



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	100,9
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1968
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	7,97
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	8,68
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	6,3
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
45820	S. SALVO - BICCARI	AHI4	D	B	B	0,61

SCHEDA 16

Metanodotto Recanati - Foligno (Fraz. Colfiorito)

Finalità

Il gasdotto Recanati-Foligno DN600 (24"), inserito in Rete Nazionale Gasdotti, attraversa le regioni Marche e Umbria e, unitamente al tratto successivo Foligno – Gallese, garantisce il collegamento tra i metanodotti della Rete Nazionale della costa adriatica e il Gasdotto Transmediterraneo. Il gasdotto fa parte della rete di trasporto nazionale storica del centro Italia, costituita dai gasdotti Ravenna–Recanati, Recanati–Chieti, Recanati – Foligno, Foligno–Gallese e Sansepolcro – Terranuova.

Il gasdotto alimenta direttamente 61 punti di riconsegna (di cui 31 interconnessi a reti cittadine, 20 a utenze industriali dirette, 10 a impianti per autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 214 milioni di standard metri cubi.

Il mantenimento di questa importante infrastruttura risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centrale del Paese.

La sostituzione si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa tratti antropizzati e geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà di superare le aree geologicamente instabili contribuendo alla salvaguardia della sicurezza del trasporto e permettendo l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area.

Il nuovo gasdotto avrà uno sviluppo di circa 78 km, interessando le Province di Macerata e Perugia e sarà realizzato in sostituzione dell'esistente; l'opera contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando tutte le utenze esistenti.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RN_31	Metanodotto Recanati - Foligno (fraz. Colfiorito)	650	98,7	70	283,4

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
31/05/19	20/06/19	13/04/22	29/02/24	24/10/19	22/12/21	01/06/24	31/03/26



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	98,7
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	6,06
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	10,43
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	5,03
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH

CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4500320	FOLIGNO - TERNI	AHI4	D	B	B	0,61

SCHEDA 17

Metanodotto Sansepolcro - Terranuova

Finalità

Il metanodotto esistente Sansepolcro – Terranuova DN600 (24”), inserito in Rete Nazionale Gasdotti, attraversa la regione Toscana e, unitamente al metanodotto contiguo Rimini – Sansepolcro, garantisce il collegamento trasversale tra i metanodotti della Rete Nazionale Ravenna – Chieti e Terranuova – Montelupo.

Il metanodotto Sansepolcro – Terranuova fa parte della rete storica dell'Italia centrale e alimenta direttamente 12 punti di riconsegna (di cui 7 interconnessi a reti cittadine, 2 a utenze industriali dirette, 3 a impianti per autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 78 milioni di standard metri cubi.

Il mantenimento di questa importante connessione risulta necessario al fine di garantire la sicurezza e la flessibilità del servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centrale del Paese.

L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa alcuni tratti urbanizzati e attraversa zone geologicamente complesse, interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà di superare aree geologicamente instabili contribuendo alla salvaguardia della sicurezza del trasporto. L'intervento inoltre permetterà l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area.

Il nuovo gasdotto, di lunghezza pari a circa 45 km, verrà realizzato in sostituzione dell'esistente e sarà ricollegato alle utenze esistenti.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RN_34	Metanodotto Sansepolcro - Terranuova	750	48,5	75	164,7

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
29/05/19	16/01/20	01/01/24	31/01/25	27/07/20	23/03/23	01/01/25	31/07/26



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	48,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1970
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	1,46
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	5,11
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,5
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4500170	MONTELUPO - SANSEPOLCRO	AHI4	D	B	B	0,69

SCHEDA 18

Metanodotto Gagliano - Termini Imerese 2a Fase

Finalità

Il metanodotto esistente Gagliano – Termini Imerese, attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti, ha una lunghezza di circa 98 km e garantisce l'alimentazione del mercato delle province di Enna, Caltanissetta e Palermo.

Il metanodotto garantisce il trasporto del gas per 13 punti di riconsegna (di cui 8 interconnessi a reti cittadine, 3 a utenze industriali dirette, 1 impianto per autotrazione e 1 impianto di produzione di energia elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato nei suddetti punti di riconsegna, nel corso dell'anno termico 2022, è stato pari a circa 19 milioni di standard metri cubi.

Snam Rete Gas ha previsto la completa sostituzione del metanodotto esistente Gagliano–Termini Imerese integrando quanto già previsto nella prima fase, con la sostituzione dei tratti:

- Nicosia – Caltavuturo DN400,
- Sciarra – Termini Imerese DN400,
- Caltavuturo – Collesano DN300.

L'uniformità dei diametri del nuovo gasdotto, rispetto al precedente, consentirà l'ispezionabilità della struttura, garantendo maggiore affidabilità e sicurezza. L'opera, pur riguardando un asset di trasporto in 2a specie, si rende necessaria in quanto il gasdotto ha alcune criticità legate alla sua specificità e a quella dei siti che attraversa, in modo particolare con riferimento all'evoluzione dell'assetto idrogeologico, che sono superabili solo mediante il rifacimento secondo i nuovi standard tecnici di realizzazione.

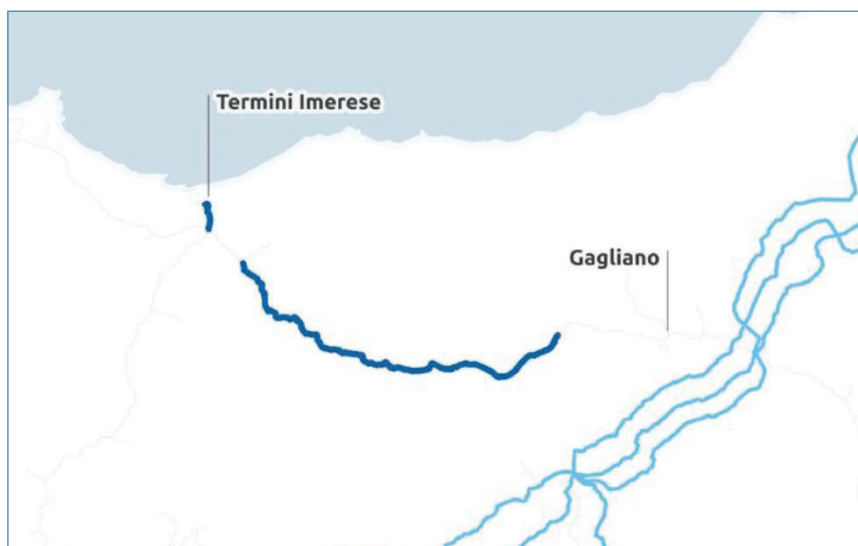
Il tratto del nuovo metanodotto con diametro DN400, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente e ricollegandone tutte le utenze, si sviluppa nella Regione Sicilia per una lunghezza di circa 47 km, interessando i territori comunali di Nicosia e Sperlinga in provincia di Enna, Gangi, Blufi, Alimena, Bompietro, Petralia Sottana, Castellana Sicula, Polizzi Generosa, Caltavuturo, Sciarra e Termini Imerese in provincia di Palermo e Resuttano in provincia di Caltanissetta.

Il tratto con diametro DN300, che sarà realizzato sempre in sostituzione dell'esistente, avrà uno sviluppo di circa 18 km, interessando i comuni di Caltavuturo e Sclafani Bagni in Provincia di Palermo.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0384	Metanodotto Gagliano – Termini Imerese 2a Fase	400/300	61,4	24	229,5

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
02/08/19	26/08/19	18/12/20	01/09/24	09/04/20	05/12/22	01/01/25	31/01/27



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	61,4
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1965
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	8,97
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	6,33
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	3,2
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH

CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
45670	GAGLIANO - TERMINI IMERESE	AHI1	A	B	C	0,73

SCHEDA 19

Metanodotto Chieti - Rieti

Finalità

Il metanodotto esistente Chieti – Rieti DN400 (16”) attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti, attraversa le regioni Abruzzo e Lazio e garantisce l'alimentazione del mercato nelle province di Chieti, L'Aquila e Rieti.

Il gasdotto alimenta direttamente 59 punti di riconsegna (di cui 34 interconnessi a reti cittadine, 24 a utenze industriali dirette e 1 a impianti per autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 125 milioni di standard metri cubi.

La sostituzione di questo asset di trasporto si rende necessaria in quanto il gasdotto presenta alcune criticità legate alla specificità dell'opera e dei siti che attraversa, prevalentemente correlati all'evoluzione dell'aspetto idrogeologico nei prossimi anni.

I terreni attraversati presentano infatti un profilo di evoluzione attesa potenzialmente in grado di generare delle criticità, superabili solo mediante il rifacimento del gasdotto secondo nuovi standard realizzativi. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare le aree geologicamente instabili salvaguardando la sicurezza del trasporto.

Il nuovo metanodotto avrà uno sviluppo di circa 126 km, interessando le province di Chieti, L'Aquila e Rieti e sarà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente; l'opera contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
SRG_RR_0385	Metanodotto Chieti - Rieti	400	141,5	24	387,7

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
29/05/19	27/06/19	04/01/25	04/01/27	07/04/20	30/11/24	01/05/27	30/05/29



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	141,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1962
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	15,82
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	25,73
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	7,15
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
45430	VASTO - RIETI	AHI2	A	D	B	0,72

SCHEDA 20

Variante Cortemaggiore - Torino a Chivasso

Finalità

Il gasdotto Cortemaggiore- Torino è un asset di trasporto realizzato nel primo dopoguerra al servizio dell'area torinese e del suo comprensorio nord.

Ancor oggi l'asset di trasporto, se pur operato ad una pressione di seconda specie (24 bar), assicura l'alimentazione diretta di 12 punti di riconsegna (di cui 4 interconnessi a reti cittadine, 6 a utenze industriali dirette e 2 a impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di riconsegna, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 118 milioni di standard metri cubi.

L'opera in oggetto è una variante di circa 10 km al tracciato del gasdotto Cortemaggiore – Torino (DN400 a 24 bar), nei pressi di Chivasso. In questa zona il gasdotto esistente si trova stretto tra le aree abitate, il fiume Po e la confluenza del torrente Orco nel Po stesso ed esposto, in futuro, alle prevedibili modificazioni dell'assetto idrogeologico che potrebbero alterarne il normale funzionamento e le condizioni di esercizio ottimali.

La variante si rende necessaria proprio per proteggere la condotta dalle dinamiche idrogeologiche erosive nell'area sopra descritta, a salvaguardia della sicurezza del trasporto.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0386	Variante Cortemaggiore - Torino a Chivasso	400	8,4	24	35,3

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
23/12/21	18/01/2022	01/05/2024	30/05/2025	06/07/2022	30/04/2024	01/11/25	28/02/2027



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	8,4
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1952
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	0,07
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	1,12
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	0,7
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
20	CORTEMAGGIORE - TORINO	AHI1	A	D	C	0,74

SCHEDA 21

Rete Vitinia - Cisterna - Gaeta

Finalità

La rete regionale a sud-est di Roma è composta principalmente da due gasdotti: Marco Simone – Cisterna DN250 (10”) e Vitinia–Cisterna–Gaeta, DN500 (20”), dai quali si staccano diverse derivazioni e allacciamenti, che nel loro complesso garantiscono il servizio di trasporto per il mercato dell’area a sud-est della capitale.

Alla rete regionale Vitinia-Cisterna-Gaeta sono collegati direttamente 203 punti di consegna/riconsegna (di cui 46 interconnessi a reti cittadine, 124 a utenze industriali dirette, 29 a impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione, 2 a utenze di produzione di energia elettrica e 2 a impianti di produzione ed immissione in rete di biometano). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell’anno solare 2022, è stato pari a circa 750 milioni di standard metri cubi.

Mantenere in condizioni ottimali di esercizio e sicurezza questa rete risulta necessario, al fine di preservare la sicurezza e la flessibilità del servizio di trasporto verso un’area di mercato così importante, anche negli scenari di trasporto futuri.

La rete regionale Vitinia-Cisterna-Gaeta rientra pertanto nel gruppo di infrastrutture su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, basati sull’analisi delle caratteristiche tecniche dei gasdotti e delle condizioni del territorio in cui sono posati.

Il nuovo progetto prevede la razionalizzazione della rete in oggetto, con l’obiettivo di perseguire la massima flessibilità nell’esercizio del sistema di trasporto di gas naturale; al momento la soluzione tecnica è ancora in fase di definizione.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0387	Rete Vitinia - Cisterna - Gaeta	500/400/250	200	75	443,6

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	01/06/30	30/06/31	01/03/28	31/03/30	01/11/31	30/06/34



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	200,0
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1967
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	16,28
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	11,16
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	5,3
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
45890	ROMA - LATINA	AHI4	D	D	A	0,71
41813	DER. PER APRILIA	AHI4	D	A	A	0,76
41815	DER. PER ANZIO 1^ TRONCO	AHI4	D	A	A	0,77

SCHEDA 22

Metanodotto Gallese - Vitinia

Finalità

Il metanodotto Gallese – Vitinia DN550 (22") inserito in Rete Regionale Gasdotti, attraversa la regione Lazio e contribuisce a garantire il trasporto verso la città di Roma, unitamente al metanodotto DN750 (30") Maenza– Vitinia al quale è collegato. Mantenere questa importante connessione in alta pressione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema e in particolare di tutto il mercato di Roma, anche negli scenari futuri di trasporto.

Il metanodotto Gallese – Vitinia infatti alimenta direttamente 36 punti di riconsegna (di cui 10 interconnessi a reti cittadine, 21 a utenze industriali dirette, 4 a impianti per autotrazione e 1 a impianti di produzione di energia elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso questi punti di riconsegna, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 374 milioni di standard metri cubi.

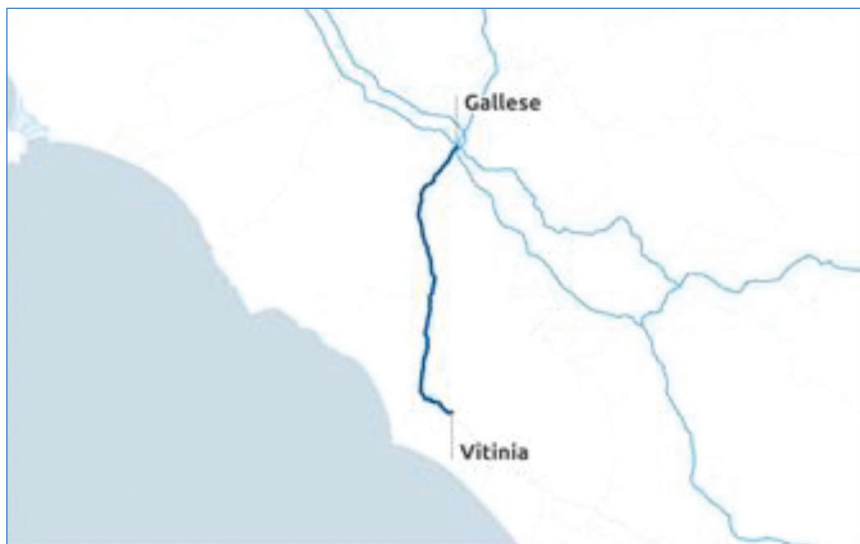
Il metanodotto Gallese – Vitinia rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato. Il tracciato del gasdotto inoltre risulta essere caratterizzato anche da diversi tratti in aree urbanizzate.

E' prevista pertanto la sostituzione del gasdotto Gallese-Vitinia, con un nuovo asset di trasporto di diametro leggermente superiore che si svilupperà prevalentemente nella provincia di Roma e che consentirà di mantenere le prestazioni richieste in termini di capacità di trasporto e la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0389	Metanodotto Gallese - Vitinia	750	100,8	70	299,2

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
28/12/22	n.d.	01/07/27	30/06/28	01/04/25	31/03/27	01/01/29	31/07/30



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	100,8
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	8,20
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	14,00
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	7,6
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4500430	CIVITAVECCHIA - ROMA	AHI4	D	C	B	0,77

SCHEDA 23

Rete Bassa Reggiana - Modenese

Finalità

Snam Rete Gas ha previsto la sostituzione di diversi gasdotti, inseriti nella Rete Regionale di trasporto, che si estendono nell'area delle province di Reggio Emilia e Modena che si estendono verso il fiume Po, in particolare verso l'area di Suzzara, di Pegognaga e della provincia di Mantova.

Questi gasdotti, realizzati negli anni '60 e operati in prima specie, alimentano direttamente 97 punti di riconsegna (di cui 46 interconnessi a reti cittadine, 36 a utenze industriali dirette, 14 impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione e 1 a impianti di produzione di energia elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 523 milioni di standard metri cubi.

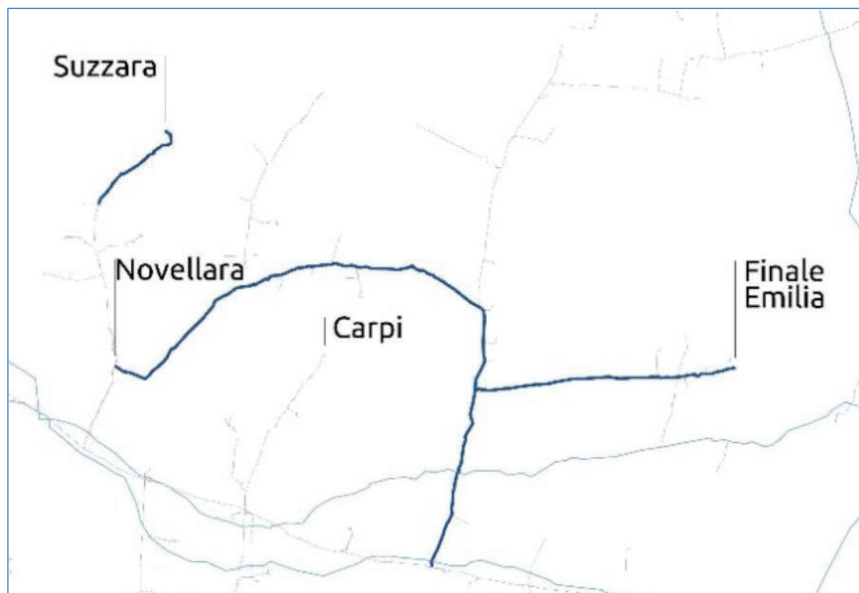
L'opera si rende necessaria in quanto i gasdotti coinvolti rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento e rinnovamento, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche dei gasdotti e delle condizioni del territorio in cui esso sono posati.

Il nuovo progetto prevede la sostituzione dei seguenti metanodotti: Derivazione per Bassa Reggiana, Derivazione Bassa Modenese, Derivazione per Finale Emilia e Derivazione per Suzzara, uniformandone i diametri allo scopo di consentirne l'ispezionabilità interna mediante dispositivi PIG.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0390	Rete Bassa Reggiana - Modenese	250	110,1	64	209

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	01/07/27	31/07/28	01/07/25	30/06/27	01/09/28	30/11/30



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	110,1
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1966
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	15,42
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	8,96
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	4,8
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH

CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4100333	DER. BASSA MODENESE	AHI4	D	D	B	0,77
4100364	DER. BASSA REGGIANA	AHI4	D	A	B	0,71
4100412	DER. PER FINALE EMILIA	AHI4	D	A	A	0,78
4101286	DER. PER SUZZARA	AHI4	D	A	A	0,83

SCHEDA 24

Metanodotto derivazione per Sestri Levante

Finalità

Il metanodotto esistente Derivazione per Sestri Levante DN250 (10") attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti, garantisce il servizio di trasporto per il mercato di Sestri Levante.

Il gasdotto alimenta direttamente 5 punti di riconsegna (di cui 3 interconnessi a reti cittadine, 1 a utenze industriali dirette e 1 impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di riconsegna, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 56 milioni di standard metri cubi.

La sostituzione si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato attraversa zone geologicamente complesse, interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni.

L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà di superare le aree geologicamente instabili contribuendo così alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, e permettendo l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei vari gasdotti presenti nell'area.

Il nuovo gasdotto si svilupperà nelle regioni Emilia Romagna e Liguria, interessando rispettivamente le province di Parma, La Spezia e Genova. La nuova realizzazione in sostituzione dell'asset esistente prevede il ricollegamento delle utenze presenti, salvaguarderà per quanto possibile le varianti recentemente realizzate e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto nell'area.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0391	Metanodotto derivazione per Sestri Levante	400	30,6	70	217,6

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
29/12/21	25/01/2022	01/03/25	31/03/27	22/03/23	31/08/25	01/05/27	31/01/29



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	30,6
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1976
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	9,86
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	4,0
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,79
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4500530	PER SESTRI LEVANTE	AHI1	D	D	B	0,69

SCHEDA 25

Rete di Fornovo - Langhirano - Traversetolo

Finalità

Snam Rete Gas ha previsto la sostituzione di diversi gasdotti nell'area della provincia di Parma che si estende verso l'appennino, in particolare le antenne verso le aree di Fornovo, Langhirano e Traversetolo e le loro interconnessioni, tutti gasdotti inseriti nella Rete Regionale di trasporto.

I gasdotti sopracitati alimentano direttamente 49 punti di riconsegna (di cui 20 interconnessi a reti cittadine, 20 a utenze industriali dirette, 7 a impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione. Sono inoltre collegati due punti di consegna per l'immissione in rete di gas naturale/biometano. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 214 milioni di standard metri cubi.

L'opera si rende necessaria in quanto i gasdotti coinvolti rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento e rinnovamento, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche dei gasdotti e delle condizioni del territorio in cui sono posati. Il nuovo progetto prevede la sostituzione dei metanodotti esistenti: Derivazione per Traversetolo, Derivazione per Langhirano e Derivazione per Fornovo 3° parte e il ricollegamento di tutte le utenze presenti.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0392	Rete di Fornovo - Langhirano - Traversetolo	vari	30,8	64	75,4

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
04/04/23	09/05/23	01/09/27	20/09/28	01/09/25	30/09/27	01/11/28	30/09/30



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	30,8
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1965
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	4,97
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	5,12
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	3,1
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4101088	PER TRAVERSETOLO	AHI4	D	A	A	0,79
4100843	PER LANGHIRANO	AHI4	D	A	A	0,75
4101418	PER FORNOVO 3° PARTE	AHI4	D	A	A	0,79

SCHEDA 26

Derivazione per Livorno

Finalità

Il gasdotto esistente Derivazione per Livorno DN250 (10"), attualmente inserito nella Rete Regionale Gasdotti, contribuisce all'alimentazione del mercato di Livorno.

Il gasdotto alimenta direttamente, tramite l'impianto di riduzione di Livorno, 18 punti di riconsegna (di cui 2 interconnessi a reti cittadine, 13 a utenze industriali dirette e 3 impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di riconsegna, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 85 milioni di standard metri cubi.

La sostituzione del gasdotto, realizzato nel 1969, si rende necessaria in quanto l'asset di trasporto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento e rinnovamento della propria rete, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche dei metanodotti e delle condizioni del territorio in cui sono posati.

Il nuovo metanodotto, che verrà realizzato in sostituzione dell'esistente, oltre a ricollegare tutte le utenze esistenti e l'impianto di riduzione di Livorno, contribuirà a migliorare la flessibilità e la salvaguardia della sicurezza del trasporto e razionalizzerà la gestione delle infrastrutture della zona.

Inoltre, garantirà maggior flessibilità al trasporto dei volumi di gas provenienti dal terminale GNL offshore di Livorno.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0394	Derivazione per Livorno	500	9,3	75	48,6

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	01/01/27	31/12/27	01/06/25	31/12/26	01/06/28	31/10/29



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	9,3
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1969
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	0,21
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	4,13
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,0
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4100160	PER LIVORNO	AHI4	D	A	B	0,69

SCHEDA 27

Metanodotto Sansepolcro - Foligno

Finalità

Il metanodotto Sansepolcro – Foligno DN250 (10”), inserito in Rete Regionale Gasdotti, costituisce un collegamento tra i metanodotti della Rete Nazionale Rimini – Sansepolcro e Recanati – Foligno.

Il gasdotto alimenta direttamente 52 punti di riconsegna (di cui 24 interconnessi a reti cittadine, 16 a utenze industriali dirette, 11 a impianti per autotrazione e 1 a impianti di produzione di energia elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti, nel corso dell’anno solare 2022, è stato pari a circa 413 milioni di standard metri cubi.

La sostituzione si rende necessaria in quanto l’attuale tracciato interessa alcuni tratti urbanizzati e attraversa zone geologicamente complesse, interessate da importanti fenomeni d’instabilità dei terreni.

L’impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà di superare aree geologicamente instabili contribuendo alla salvaguardia della sicurezza del trasporto e all’armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell’area.

Il nuovo gasdotto si sviluppa per la maggior parte nella regione Umbria, in provincia di Perugia e per una quota marginale nella regione Toscana in provincia di Arezzo; verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell’esistente e consentirà di mantenere la sicurezza e la flessibilità del servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell’area centrale del Paese. E’ previsto il ricollegamento di tutte le utenze esistenti.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
SRG_RR_0395	Metanodotto Sansepolcro - Foligno	400	126,4	70	253,1

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
16/12/20	03/02/21	01/11/23	31/10/24	20/12/21	18/07/23	01/08/25	31/12/28



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	126,4
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1972
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	5,39
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	7,04
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	4,2
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4500330	SANSEPOLCRO - FOLIGNO	AHI4	D	B	B	0,72

SCHEDA 28

Rete di Lucera

Finalità

Snam Rete Gas ha previsto un riassetto della rete regionale di trasporto che si estende ad ovest di Foggia e che alimenta in particolare il comune stesso.

A questa rete sono collegati direttamente 9 punti di consegna/riconsegna (di cui 2 interconnessi a reti cittadine, 5 a utenze industriali dirette e 2 a impianti di per uso autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 39 milioni di metri cubi.

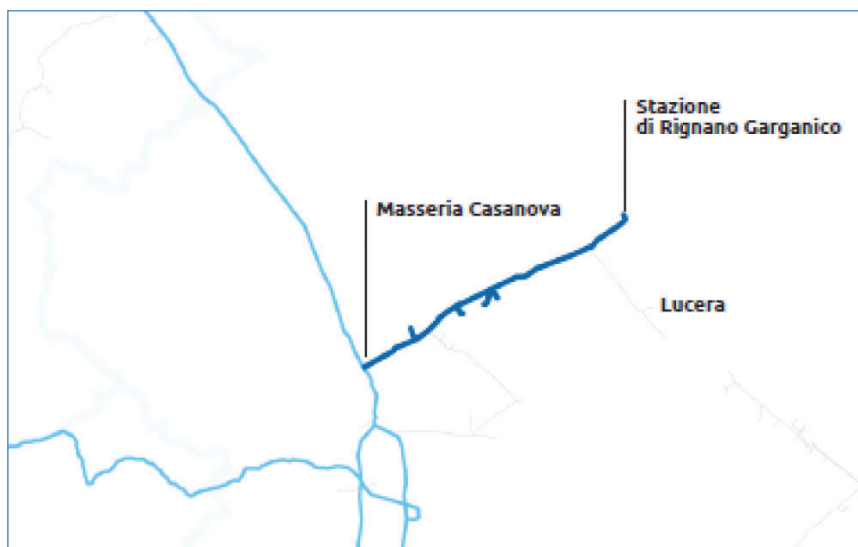
Il progetto prevede la sostituzione del gasdotto che alimentare l'area di Foggia e altre opere funzionali al declassamento in seconda specie della parte di rete più a sud che serve altre utenze minori, tramite una interconnessione alle linee in seconda specie che provengono dalla regione Campania.

L'opera si rende necessaria in quanto i gasdotti coinvolti rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento e rinnovamento, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche dei gasdotti e delle condizioni del territorio in cui sono posati.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0397	Rifacimento Rete di Lucera	300	20	75	35,6

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
25/03/22	06/04/2022	01/08/24	31/07/25	23/03/23	31/07/24	01/03/26	31/03/27



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	20
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1969
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	1,8
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	0,76
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	0,5
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4100369	ZUCCHERIFICIO ERIDANIA	AHI4	D	A	D	0,79

SCHEDA 29

Rete di Piombino e Grosseto

Finalità

L'opera in oggetto prevede una razionalizzazione della rete di trasporto regionale nell'area di Grosseto. In particolare, i gasdotti coinvolti sono quelli di più piccolo diametro al servizio del mercato locale, alimentati dalla più grande maglia di trasporto toscana.

Alla rete in oggetto sono collegati direttamente 17 punti di consegna/riconsegna (di cui 5 interconnessi a reti cittadine, 8 a utenze industriali dirette, 2 a impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione e 2 a utenze di produzione di energia elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 108 milioni di metri cubi.

Il progetto prevede il rinnovamento dei gasdotti a servizio della zona di Piombino e quelli che, dalla stessa zona estendendosi in gran parte lungo la costa trasportano il gas verso l'area di Grosseto.

Il progetto si rende necessario in quanto i gasdotti coinvolti rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento e rinnovamento, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche dei metanodotti e delle condizioni del territorio in cui sono posati. Le opere in progetto consentiranno inoltre l'ispezionabilità interna mediante PIG di buona parte della rete di trasporto nell'area interessata.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0398	Rifacimento Rete di Piombino e Grosseto	250/300	33	70	97,8

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
06/04/23	12/05/23	01/10/26	30/09/27	01/03/25	31/08/26	01/07/28	30/04/30



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	33
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1970
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	1,68
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	1,13
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	0,5
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4100993	PIOMBINO - GROSSETO	AHI4	D	D	B	0,7

SCHEDA 30

Catania - Augusta

Finalità

Il metanodotto Catania - Augusta alimenta direttamente 33 punti di riconsegna (di cui 2 interconnessi a reti cittadine, 26 a utenze industriali dirette, 3 a impianti per autotrazione e 2 a impianti di produzione di energia elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di riconsegna, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 499 milioni di metri cubi.

L'opera in esame va a completare la sostituzione dei tratti di prima posa del gasdotto Catania Augusta, che tra l'altro contribuisce all'alimentazione del compresorio industriale di Augusta, attraversando le province di Catania e Siracusa.

Il gasdotto è stato infatti oggetto di numerosi interventi di sostituzione di tratte locali nel corso degli anni e, con la presente opera, si andrà ad uniformarne il diametro e ad installare tutta l'impiantistica necessaria per permetterne l'ispezionabilità interna mediante PIG.

Il progetto si rende necessario in quanto il gasdotto coinvolto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e dai territori in cui è posato.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0399	Completamento Rifacimento Catania - Augusta	400	36	24	100,3

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	01/10/27	31/08/28	01/10/25	30/09/27	01/04/29	30/09/30



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	36
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1968
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	3,23
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	17,09
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,1
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
45810	CATANIA - AUGUSTA	AHI4	D	C	D	0,79

SCHEDA 31

Melizzano - Cellole

Finalità

Il progetto prevede la sostituzione del gasdotto esistente Benevento – Cisterna tra la centrale di compressione di Melizzano e la zona di Cellole, al confine tra le regioni Campania e Lazio. Il tratto di gasdotto in esame si sviluppa nella provincia di Caserta ed è di particolare importanza in quanto, tra le utenze servite, figurano anche impianti termoelettrici.

Il gasdotto Benevento-Cisterna nel tratto in cui è prevista la sostituzione alimenta infatti direttamente 46 punti di riconsegna (di cui 16 interconnessi a reti cittadine, 25 a utenze industriali dirette, 3 a impianti per autotrazione e 2 a impianti di produzione di energia elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso tali punti di riconsegna, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 503 milioni di metri cubi.

Il progetto di sostituzione si rende necessario in quanto il gasdotto in esame rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento e rinnovamento della propria rete, a fronte dell'analisi delle caratteristiche tecniche dell'asset e delle condizioni del territorio in cui è posato.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0400	Rifacimento Melizzano - Cellole	500	55	64	139,7

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	01/03/31	28/02/32	01/12/28	30/11/30	01/07/32	31/07/34



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schededi dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	55
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1965
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	3,35
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	6,64
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	3,45
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4500010	BENEVENTO - CISTERNA	AHI4	D	B	B	0,76

SCHEDA 32

Derivazione per Pavullo

Finalità

Il gasdotto Derivazione per Pavullo, ubicato in provincia di Modena in un territorio prevalentemente collinare, è stato realizzato negli anni '70 per servire il mercato locale.

Il gasdotto alimenta direttamente 14 punti di riconsegna (di cui 7 interconnessi a reti cittadine e 7 a utenze industriali dirette). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 161 milioni di metri cubi.

Il tracciato del gasdotto si inerpica verso l'appennino ed in quanto tale è particolarmente influenzato da aspetti di instabilità idrogeologica.

La sostituzione del gasdotto si rende necessaria in quanto l'asset di trasporto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento e rinnovamento della propria rete, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche dei metanodotti e delle condizioni del territorio in cui sono posati.

L'intervento di sostituzione comprende gli interventi necessari a rendere la rete ispezionabile anche in alcuni tratti a monte del gasdotto, fino all'impianto di San Cesario.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0401	Derivazione per Pavullo	150/250/300	35,4	64	96,2

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
22/03/18	14/05/18	01/01/27	31/01/28	01/12/24	30/12/26	01/03/28	31/01/30



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	35,4
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1976
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	5,92
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	1,95
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	0,62
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4102297	PER PAVULLO	AHI4	D	A	B	0,88

SCHEDA 33

Derivazione per Siena

Finalità

Il gasdotto Derivazione per Siena DN200/400, realizzato nel 1974, si snoda tra le colline toscane alimentando in alta pressione il territorio attraversato fino alla zona di Siena.

Il gasdotto serve direttamente 23 punti di riconsegna (di cui 12 interconnessi a reti cittadine, 5 a utenze industriali dirette e 6 a impianti per autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di riconsegna, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 63 milioni di metri cubi.

Il progetto prevede la sostituzione del gasdotto Der. per Siena per superare alcune potenziali criticità derivanti dall'instabilità del contesto idrogeologico, andando nel contempo ad uniformare il diametro del tratto più vecchio con quello del tratto a nord di più recente realizzazione.

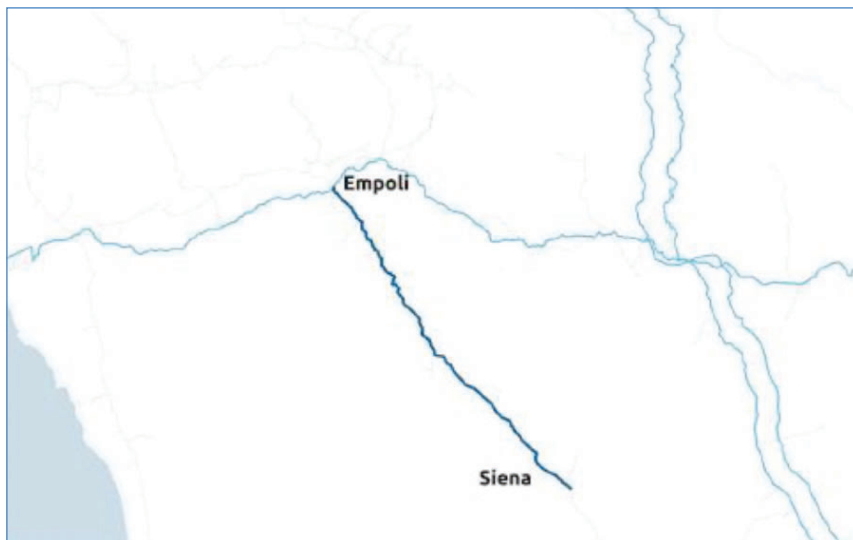
L'opera si rende necessaria in quanto il gasdotto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento e rinnovamento, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche dei metanodotti e delle condizioni del territorio in cui sono posati.

L'opera include gli interventi necessari per rendere ispezionabile internamente mediante PIG non solo il gasdotto in rifacimento, ma anche il tratto di rete in prosecuzione verso sud in direzione Torrenieri. In questo modo sarà consentita l'ispezionabilità di tutta la bretella che attraversa in direzione sud/nord la grande maglia di trasporto toscana.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0402	Derivazione per Siena	200/400	52	70	213,2

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
11/02/20	10/03/20	01/12/25	30/06/27	21/06/23	30/11/25	01/09/27	31/03/30



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	52
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1974
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	2,47
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	2,79
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,28
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4101549	PER SIENA	AHI4	D	B	B	0,66

SCHEDA 34

Derivazione per Porto Empedocle

Finalità

Il gasdotto esistente Derivazione per Porto Empedocle DN250 (10") si sviluppa per circa 35 km in provincia di Agrigento ed è stato realizzato nei primi anni '60.

La Derivazione per Porto Empedocle alimenta direttamente 11 punti di riconsegna (di cui 7 interconnessi a reti cittadine, 4 a utenze industriali dirette). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di riconsegna, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 52,4 milioni di standard metri cubi.

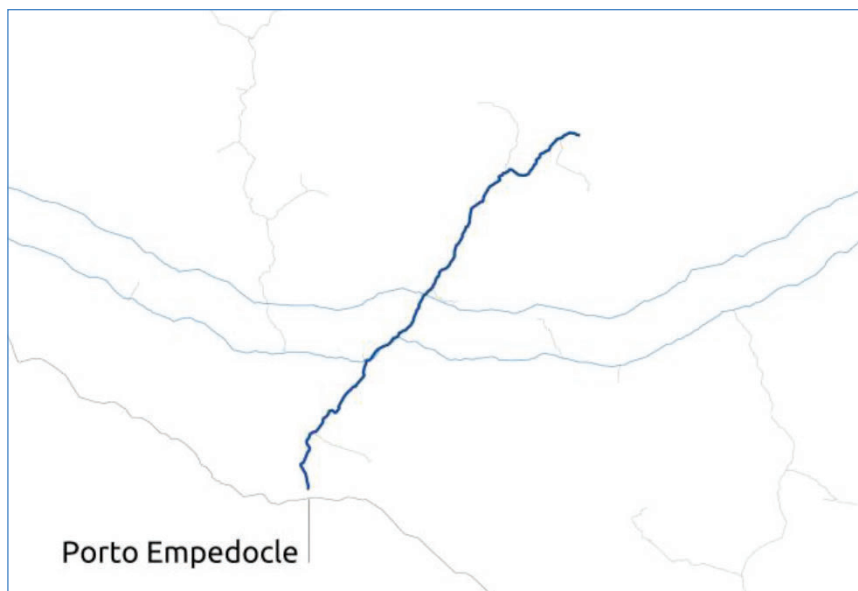
Il progetto prevede la completa sostituzione della Derivazione per Porto Empedocle con una condotta DN 300 (12") e la razionalizzazione del tracciato ove possibile.

L'intervento di sostituzione si rende necessario in quanto il gasdotto coinvolto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento e rinnovamento, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche dei gasdotti e delle condizioni del territorio in cui sono posati.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0404	Derivazione per Porto Empedocle	300	42,9	24	106,6

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	ago-24	ago-25	set-22	ago-24	mag-27	ott-28



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	42,9
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1966
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	3,55
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	8,9
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	3,84
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
45700	DER. PER P.TO EMPEDOCLE	AHI4	D	B	C	0,49

SCHEDA 35

Rete di Avezzano e Sulmona

Finalità

La rete di Avezzano e Sulmona è costituita dai gasdotti Derivazione e Spina di Avezzano DN 200/250 (8"/10") e Derivazione per Sulmona DN 150 (6"), di Rete Regionale, realizzati nel 1968 e 1970.

I metanodotti sopra citati si sviluppano per circa 70 km nella regione Abruzzo, sono stati parzialmente potenziati tra il 1992 e il 1994 e garantiscono il servizio di trasporto per un significativo bacino d'utenza civile ed industriale.

La rete di Avezzano e Sulmona alimenta direttamente 36 punti di riconsegna (di cui 16 interconnessi a reti cittadine, 15 a utenze industriali dirette, 5 a impianti per autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 79 milioni di standard metri cubi.

L'intervento si rende necessario in quanto i gasdotti coinvolti rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento e rinnovamento, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche dei metanodotti e delle condizioni del territorio in cui sono posati.

Il progetto di ammodernamento della rete prevede la sostituzione di un tratto della Derivazione per Avezzano, della Spina di Avezzano e di un tratto della Derivazione per Sulmona. Il progetto, la cui soluzione tecnica è ancora in corso di definizione, consentirà di garantire flessibilità e sicurezza del servizio di trasporto agli utilizzatori del sistema e di armonizzare le pressioni con le reti contigue, semplificando la gestione della rete.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0405	Rete Avezzano e Sulmona	vari	66	24	103

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	mar-29	mar-30	dic-26	nov-28	lug-30	ago-32



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	66
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1968-70
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	1,66
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	2,35
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,7
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
41430	DER. PER AVEZZANO	AHI4	D	D	B	0,72
4100068	SPINA DI AVEZZANO	AHI4	D	A	A	0,74
4100692	DER. PER SULMONA	AHI4	D	A	A	0,80

SCHEDA 36

Metanodotto Benevento - Pontecagnano

Finalità

Gli asset di trasporto oggetto di intervento alimentano un'area molto estesa lungo la direttrice Benevento-Pontecagnano.

I gasdotti che compongono questa rete alimentano direttamente 168 punti di riconsegna (di cui 23 interconnessi a reti cittadine, 137 a utenze industriali dirette e 8 a impianti per autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso questi punti di riconsegna, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 143,6 milioni di metri cubi.

Il progetto di razionalizzazione della rete si rende necessario in quanto i gasdotti che la costituiscono rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche dei gasdotti e delle condizioni del territorio in cui sono posati.

Il progetto prevede il rifacimento dei seguenti gasdotti:

- Benevento – Mercato S. Severino,
- Derivazione per Salerno,
- Derivazione per Pontecagnano

e la modifica delle seguenti linee:

- Benevento – Contrada DN 300 (12")
- Contrada –Mercato S. Severino - Pompei DN 400 (16")
- Mercato S. Severino – Pontecagnano DN 300 (12")

per uniformare ed ottimizzare i diametri dei gasdotti in modo da renderli ispezionabili internamente.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_0406	Benevento - Pontecagnano	300/400	71	24	164

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	01/04/28	30/04/29	01/03/26	31/03/28	01/09/29	28/02/32



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	71
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1967
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	6,9
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	15,77
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,38
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
41710	PER SALERNO	AHI4	D	A	A	0,63
41711	PER PONTECAGNANO	AHI4	D	A	A	0,61
45850	BENEVENTO - MERCATO S.SEVERINO	AHI4	D	D	A	0,67

SCHEDA 37

Metanodotto Terranuova - Montelupo

Finalità

Il metanodotto esistente Terranuova – Montelupo DN600 (24”), inserito in Rete Regionale Gasdotti, attraversa la regione Toscana e garantisce il trasporto verso Firenze e le reti della parte nord della Toscana.

Il gasdotto alimenta direttamente 11 punti di riconsegna (di cui 9 interconnessi a reti cittadine, e 2 a utenze industriali dirette). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti, nel corso dell’anno solare 2022, è stato pari a circa 45 milioni di standard metri cubi.

Il mantenimento di questa importante infrastruttura risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell’area nord della regione Toscana.

L’intervento si rende necessario in quanto l’attuale tracciato interessa tratti geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d’instabilità dei terreni.

L’impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà di superare le aree geologicamente instabili contribuendo alla salvaguardia della sicurezza del trasporto. L’intervento consentirà inoltre l’armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell’area.

Il nuovo gasdotto, la cui progettazione è in corso di definizione, verrà realizzato in sostituzione dell’esistente e si svilupperà nella regione Toscana, nelle province di Arezzo e Firenze, contribuendo in modo sostanziale alla flessibilità dell’esercizio del sistema di trasporto di gas naturale.

Tutte le utenze esistenti saranno ricollegate alla nuova infrastruttura.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RN_33	Metanodotto Terranuova - Montelupo	750	72,5	70	252,2

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	01/06/28	30/06/29	01/03/26	31/03/28	01/09/29	31/10/31



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	72,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1970
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	3,63
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	23,75
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	6,8
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4500170	MONTELUPO - SANSEPOLCRO	AHI4	D	B	B	0,69

SCHEDA 38

Metanodotto Tortona - Alessandria - Asti - Torino

Finalità

Il metanodotto esistente Alessandria – Asti – Torino DN550/400 (22"/16"), suddiviso tra Rete Nazionale e Rete Regionale Gasdotti, garantisce il servizio di trasporto per il mercato dell'area metropolitana di Torino ed è una linea di adduzione per le reti che si sviluppano nel basso Piemonte.

Il mantenimento in esercizio di questa importante infrastruttura risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza del servizio di trasporto verso l'area interessata.

Il metanodotto Alessandria – Asti – Torino alimenta direttamente e indirettamente 242 punti di riconsegna (di cui 111 interconnessi a reti cittadine, 105 a utenze industriali dirette, 18 a impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione, 8 a utenze per la produzione di energia elettrica). A questo gasdotto sono inoltre collegati 4 punti di consegna per l'immissione in rete di biometano e 3 punti di interconnessione con reti di trasporto gestite da altri operatori

Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti, nel corso dell'anno solare 2022, è stato pari a circa 2.808 milioni di metri cubi.

L'intervento si rende necessario in quanto questo gasdotto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento e rinnovamento, che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche dei gasdotti e delle condizioni del territorio in cui sono posati.

Il nuovo progetto, il cui perimetro e le soluzioni tecniche da adottare sono ancora in corso di definizione, si svilupperà nella regione Piemonte, interessando le province di Alessandria, Asti e Torino. Le opere di sostituzione dell'esistente metanodotto saranno effettuate salvaguardando per quanto possibile le varianti recentemente realizzate. Il progetto contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, garantendo il ricollegamento di tutte le utenze esistenti.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_RR_M0004	Met. Tortona - Alessandria - Asti - Torino	750	113,3	70/64	369,9

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	20/07/27	31/07/28	01/07/25	20/07/27	01/03/31	30/05/33



COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	113,3
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	14,29
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	15,34
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	8,8
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

INDICATORI ASSET HEALTH						
CODICE TECNICO	MET. IN SOSTITUZIONE	AHI	P SICUREZZA	EMISSIONI DI BASE	H2 READINESS	COEFF. UTILIZZO
4500190	ALESSANDRIA - ASTI - TORINO	AHI4	D	B	B	0,76

Allegato 4

Schede progetti entrati in esercizio nel 2022



SCHEDA 39

Metanodotto Desio - Biassono

Elementi informativi del progetto

Elementi informativi relativi all'intervento

La rete di trasporto regionale esistente costituita dai metanodotti DN200 (8") Vimercate – Biassono e Lissone – Biassono, dello sviluppo totale di circa 21 km, unitamente al potenziamento già realizzato DN300 (12") del metanodotto Vimercate – Biassono di circa 6 km, assicurano il servizio di trasporto per un consistente bacino d'utenza composto da 27 punti di riconsegna, di cui 15 interconnessi con clienti finali e 12 interconnessi con reti di distribuzione. Considerando gli attuali impegni di capacità di trasporto, i suddetti metanodotti e alcune strutture da essi derivate risultano al limite rispetto ai criteri di affidabilità e flessibilità richiesti nella gestione delle reti di trasporto.

In tale contesto, la realizzazione del metanodotto Desio – Biassono consentirà di incrementare la capacità della rete regionale interessata, ripristinando assetti di trasporto in linea con gli standard di affidabilità e flessibilità richiesti, con adeguati margini per far fronte a eventuali esigenze aggiuntive di capacità di trasporto nel medio-lungo periodo.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

Denominazione intervento	Metanodotto Desio - Biassono
Codice identificativo intervento	COD. SRG: IT_SRG_RR_0070
Obiettivo generale dell'intervento	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
Obiettivi specifici	-
Categoria principale intervento	Potenziamento rete esistente
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2014-2023
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)	Incremento della capacità di trasporto della rete regionale
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Nr. 27 Punti di Riconsegna
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto	(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative) Non applicabile
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile
Indicazione dello stato dell'intervento	In esercizio
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	Entrato in esercizio nel 2022

ELEMENTI DIMENSIONALI CARATTERISTICI DI CIASCUNA OPERA							
CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_0070a	Met. Desio - Biassono	Principale	400	4,4	12	Pianificato	In esercizio
IT_SRG_RR_0070b	Altre opere connesse	Accessorie	100 ÷ 500	0,4	12	Pianificato	In esercizio

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_0070	gen 2007	set 2016	lug 2017	lug 2019	na	na	set 2019	gen 2022

Localizzazione intervento



Analisi costi

COSTI				
CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]				
IT_SRG_RR_0070a	Met. Desio - Biassono			13,5
IT_SRG_RR_0070b	Altre opere connesse			1,9
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2023 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]		OPEX [M€/ANNO]
15,4	15,3	13,7		0,008/anno
ANALISI DI DOMANDA				
		2030 [MM³/G]	2035 [MM³/G]	2040 [MM³/G]
GA	Domanda di punta Eccezionale	1,56	1,38	1,20
	Domanda di punta Normale	1,29	1,16	1,02
	Sostituzione combustibile. Un nuovo punto di riconsegna per un volume annuo di 0,18 MSm³			
PNIEC	Domanda di punta Eccezionale	1,66	1,65	1,64
	Domanda di punta Normale	1,39	1,38	1,37
	Sostituzione combustibile. Un nuovo punto di riconsegna per un volume annuo di 0,16 MSm³			

Analisi benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" secondo i dettagli riportati nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

BENEFICI						
		GA		PNIEC REF		
		Anno Studio	M€	Q.tà	M€	Q.tà
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)			-		
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	2030	0,07	1,9 GWh/a	0,09	1,7 GWh/a
		2035	0,07	1,9 GWh/a	0,09	1,7 GWh/a
		2040	0,07	1,9 GWh/a	0,1	1,7 GWh/a
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico			-		
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	2030	0,43	0,71 GWh/a	0,58	0,97 GWh/a
		2035	0,21	0,36 GWh/a	0,57	0,94 GWh/a
		2040	-	-	0,55	0,92 GWh/a
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption	2030	5,39	8,98 GWh/a	6,19	10,3 GWh/a
		2035	4,37	7,28 GWh/a	6,09	10,1 GWh/a
		2040	3,35	5,58 GWh/a	5,99	10,0 GWh/a
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative			-		
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione	2030	0,03	108,8 ton/a	0,03	96,7 ton/a
		2035	0,05	108,8 ton/a	0,04	96,7 ton/a
		2040	0,07	108,8 ton/a	0,06	96,7 ton/a
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta			-		
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti	2030	0,06	0,49 ton/a	0,06	0,43 ton/a
		2035	0,06	0,49 ton/a	0,06	0,43 ton/a
		2040	0,06	0,49 ton/a	0,06	0,43 ton/a
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico			-		
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione			-		
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico			-		

INDICATORI DI PERFORMANCE		
	GA	PNIEC-REF
VAN [M€]	67,7	97,2
B/C	5,7	7,8
Pay-back [anni]	2	2

SENSITIVITY SWITCHING VALUE			
SCENARIO	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Non critico	-85%	+16 anni
PNIEC-REF	Non critico	-90%	+20 anni

SCHEDA 40

Potenziamento Rete di Ravenna Fiumi Uniti

Elementi informativi del progetto

Elementi informativi relativi all'intervento

L'esistente metanodotto Derivazione per Ravenna Fiumi Uniti DN150/125 (6"/5"), dello sviluppo totale di circa 10 km, assicura il servizio di trasporto a 3 punti di riconsegna interconnessi con clienti finali e a 1 punto di riconsegna interconnesso con rete di distribuzione (2a presa della città di Ravenna). Quest'ultimo punto è ubicato al terminale della struttura di trasporto sopra descritta ed è il punto di maggior prelievo di gas. Considerando gli attuali prelievi, l'esistente derivazione risulta al limite rispetto ai criteri di affidabilità e flessibilità richiesti nella gestione delle reti di trasporto.

La realizzazione del progetto Potenziamento Rete di Ravenna fiumi Uniti consentirà di incrementare la capacità di trasporto della rete regionale interessata, ripristinando assetti di trasporto in linea con gli standard di affidabilità e flessibilità richiesti e con adeguati margini di capacità per far fronte a eventuali esigenze nel medio-lungo periodo.

Le nuove realizzazioni permetteranno infine di sostituire le strutture esistenti, nei tratti interessati, per la maggior parte realizzate nel 1956.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO	
Denominazione intervento	Potenziamento Rete di Ravenna Fiumi Uniti
Codice identificativo intervento	COD. SRG: IT_SRG_RR_0085
Obiettivo generale dell'intervento	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
Obiettivi specifici	-
Categoria principale intervento	Potenziamento rete esistente
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2014-2023
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)	Incremento della capacità di trasporto della rete regionale
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Nr. 4 Punti di Riconsegna
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto	(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative) Non applicabile
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Subordinato al metanodotto in progetto Ravenna Mare - Ravenna Terra
Indicazione dello stato dell'intervento	In esercizio
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	Entrato in esercizio nel 2022

ELEMENTI DIMENSIONALI CARATTERISTICI DI CIASCUNA OPERA

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_0085	Pot. Rete di Ravenna Fiumi Uniti	Principale	200/100	7,5	70	Pianificato	In esercizio

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_0085	mag 2014	giu 2014	mag 2018	giu 2020	dic 2017	ott 2019	gen 2021	giu 2022

Localizzazione intervento



Analisi costi

COSTI				
CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]				
IT_SRG_RR_0085	Pot. Rete di Ravenna Fiumi Uniti			6,5
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2023 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]	
6,5	6,2	6,5	0,016/anno	
ANALISI DI DOMANDA				
		2030 [MM³/G]	2035 [MM³/G]	2040 [MM³/G]
GA	Domanda di punta Eccezionale	0,41	0,37	0,32
	Domanda di punta Normale	0,36	0,32	0,28
	Sostituzione combustibile	NA		NA
PNIEC	Domanda di punta Eccezionale	0,44	0,44	0,43
	Domanda di punta Normale	0,39	0,38	0,38
	Sostituzione combustibile	NA		NA

Analisi benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" secondo i dettagli riportati nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

BENEFICI						
		GA		PNIEC REF		
		Anno Studio	M€	Q.tà	M€	Q.tà
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)			-		
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree			-		
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico			-		
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	2030	0,2	0,26 GWh/a	0,2	0,33 GWh/a
		2035	0,1	0,13 GWh/a	0,2	0,32 GWh/a
		2040	0,002	0,003 GWh/a	0,2	0,31 GWh/a
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità in situazioni stress disruption	2030	2,7	4,52 GWh/a	2,9	4,9 GWh/a
		2035	2,4	4,06 GWh/a	2,9	4,8 GWh/a
		2040	2,2	3,59 GWh/a	2,9	4,8 GWh/a
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative			-		
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione			-		
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta			-		
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti			-		
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico			-		
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione			-		
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico			-		

INDICATORI DI PERFORMANCE		
	GA	PNIEC-REF
VAN [M€]	36,0	44,3
B/C	6,8	8,2
Pay-back [anni]	2	1

SENSITIVITY SWITCHING VALUE			
SCENARIO	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Non critico	-85%	+ 18 anni
PNIEC-REF	Non critico	-88%	+ 20 anni

Allegato 5

Schede progetto ricevute da terzi



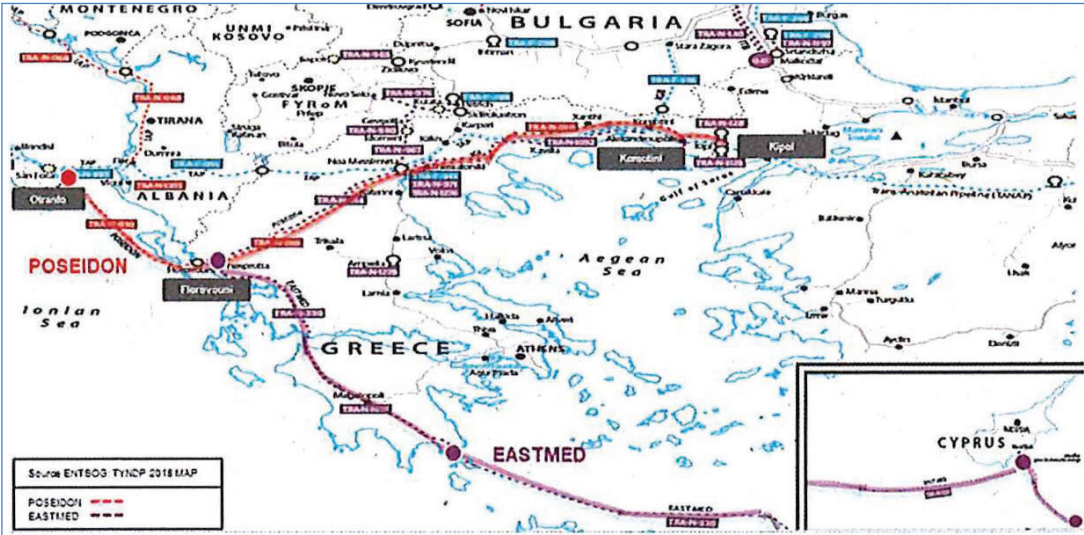


SCHEDA 41

Poseidon Pipeline

INFORMAZIONI SOCIETÀ	
Società	IGI Poseidon SA
Tipo di società	Development Company (TSO)
Sito web	ww.igi-poseidon.com
Contatto di riferimento (*)	Matteo Restelli
Indirizzo di posta elettronica (*)	info@igi-poseidon.com , matteo.restelli@edison.it, davide.rebosio2@edison.it
Numero di telefono (*)	Tel. +39-02-6222-8003
INFORMAZIONI GENERALI	
Shareholders	Edison International Shareholding SPA, DEPA International Project SA
Denominazione Progetto	Poseidon Pipeline
Tipo Progetto	Metanodotto Onshore/Offshore
Descrizione Progetto	<p>Il gasdotto Poseidon è il tratto finale di un sistema di interconnessione Grecia-Italia che permetterà di collegare il sistema italiano ai volumi di gas disponibili al confine turco/greco mediante un'estensione terrestre che attraversa la Grecia fino alla località di Kipi e nel Bacino del Levantino (Cipro e Israele) mediante il progetto di gasdotto EastMed (100% IGI Poseidon SA).</p> <p>Il progetto è composto da una sezione onshore che attraversa la Grecia da Kipi a Florovouni, con due stazioni di compressione, e una sezione offshore che attraversa il Mar Ionio fino al punto di approdo a Otranto, dove sarà installato il terminale di ricezione e misura, per poi collegarsi con il sistema nazionale di trasporto del gas italiano. La sezione offshore del progetto Poseidon è connessa con il progetto EastMed a Florovouni.</p> <p>La società sta sviluppando l'interconnessione offshore in modo da consentire il trasporto, oltre che di gas naturale, di una percentuale di idrogeno fino ad un massimo del 100%.</p> <p>IGI Poseidon sta procedendo con la stima delle emissioni di metano in ambiente lungo tutto il gasdotto al fine di individuare anticipatamente le possibili cause prevedendo, sin dalla fase di design, l'utilizzo delle migliori tecnologie ad oggi disponibili sul mercato per eliminarle o contenerle.</p>
Costi (Vita Intera; valori indicativi) (*)	4.300 (M€)

Localizzazione Geografica Progetto



DATI TECNICI

TRASPORTO	
Lunghezza Metanodotti	770 km onshore + 210 km offshore
Diametro Metanodotti	812 mm per la sezione offshore e 1219 mm per la sezione onshore
Potenza C.li Compressione	c.a. 75 MW in Florovouni e c.a. 75 MW in Nea Messimvria
Nuova Capacità PdE/PdU	- 400.804 MWh/g prima fase - 633.181 MWh/g seconda fase - (PCS assunto 10,9 kWh/m ³)
Volume annuo atteso	- Fino a 12.000 MSm ³ /a prima fase - Espandibile fino a 20.000 MSm ³ /a seconda fase

STATO DEL PROGETTO

Final Investment Decision	No
Contratto di trasporto (*)	Da stipulare
FASE DEL PROGETTO	
Costruzione	No (sezione offshore, lato IT, in corso le attività ante operam ad Otranto)
Ingegneria e Permessi	Sì
Pianificato/Allo Studio	No
Data entrata in esercizio prevista	06-2027

BENEFICI DEL PROGETTO	
Diversificazione degli approvvigionamenti	Il progetto Poseidon è il tratto finale di un sistema di interconnessione Grecia-Italia che permetterà di collegare il sistema italiano ai volumi di gas disponibili nel bacino del Mediterraneo Orientale grazie al progetto EastMed (100% IGI Poseidon SA) e ai volumi gas disponibili al confine Turco/Greco, mediante un'estensione terrestre in Grecia. La sezione offshore del progetto fa parte dei progetti PCI del Southern Gas Corridor ed ha l'obiettivo di diversificare gli approvvigionamenti collegando il mercato europeo con i giacimenti del Mar Caspio, del Medio Oriente e del Mediterraneo Orientale.
Flussi aggiuntivi	Il progetto consentirà flussi aggiuntivi per più del 10% della domanda italiana.
Inversione del flusso	Il progetto Poseidon è in grado di fornire servizi di trasporto con flusso inverso del gas (reverse flow) dall'Italia alla Grecia. Oltre ad avvantaggiare la Grecia, l'Italia e altri mercati europei del gas grazie al flusso diretto attraverso la diversificazione di rotte e fonti, il Gasdotto Poseidon potrebbe costituire anche una garanzia supplementare di approvvigionamento alla Grecia e all'Europa Sudorientale, consentendo la fornitura di gas dal mercato italiano.
Altro	<ul style="list-style-type: none"> - Sono state completate tutte le attività ingegneristiche, le gare EPC&supply long lead items sono in fase di finalizzazione. - Sezione Offshore: in corso le attività ante operam presso Otranto e Sezione Onshore: studi autorizzativi finalizzati. - Il progetto Poseidon è stato dichiarato come Progetto di Importanza Nazionale dalla Grecia. - IGI Poseidon sta procedendo con la stima delle emissioni di metano in ambiente di tutte le sezioni del progetto. Per il tratto offshore si utilizzerà un rivestimento delle tubazioni tale da garantire l'eliminazione di qualsiasi perdita o emissione in ambiente. Per il tratto onshore, durante la fase di design del Progetto sono state considerate ed implementate le best practice disponibili, prevedendo inoltre l'installazione delle tecnologie più recenti, performanti ed avanzate al fine di eliminare o, dove non possibile, minimizzare le emissioni di metano in ambiente. Per i terminali di ricezione, in aggiunta alle soluzioni tecniche più moderne ed efficienti, IGI Poseidon sta considerando l'introduzione di sistemi di monitoraggio continui per garantire, in caso di fuoriuscita, il pronto intervento e la risoluzione della causa della perdita. - Il progetto permetterà il trasporto anche di quantitativi di idrogeno allo stato gassoso miscelato con gas naturale. Sono in corso approfondimenti e studi per consentire la trasportabilità di idrogeno fino al 100%. - EastMed: nel 2023 è stata completata la fase di progettazione denominata di Front End Engineering Design insieme alle opportune procedure autorizzative, analisi di dettaglio della tratta offshore. Il progetto è stato certificato come tecnicamente fattibile grazie alla verifica della documentazione tecnica da parte di ente certificatore e condivisione dei documenti con gli EPCI contractor selezionati per la fase di gara in corso relativa al dialogo competitivo. Completato il processo di Investment Request in linea con la Regolazione Europea, includendo il market testing.

REGIME TPA	
TPA Regolato	No
Se TPA Regolato = NO:	
Esenzione TPA	Ottenuta/Richiesta/Prevista
Allocazione Prioritaria	Ottenuta/Richiesta/Prevista
TYNDP ENTSG	
Comunicato ad ENTSG per TYNDP	Sì
Data ultimo aggiornamento	15.12.2022
NOTE	Eventuali informazioni aggiuntive utili per meglio definire il progetto

Con riferimento al progetto comunicato, è possibile la sua futura interconnessione alla rete di trasporto nazionale localizzata nella regione Puglia.

In considerazione delle tempistiche della comunicazione, tali interventi potranno essere oggetto di valutazione ed inserimento nei Piani successivi, anche in considerazione degli avanzamenti di questa iniziativa di importazione e della formalizzazione delle richieste di realizzazione della capacità di trasporto al punto di interconnessione.

Interventi sulla transizione energetica



Introduzione all'allegato sulla transizione energetica

In coerenza con la missione di guidare l'evoluzione del settore energetico attraverso lo sviluppo di una rete innovativa per il trasporto di energia rinnovabile e sostenibile, Snam Rete Gas è impegnata a promuovere azioni concrete in risposta alla sfida climatica.

Gli scenari alla base del piano di sviluppo indicano da un lato la necessità di continuare ad incrementare l'efficienza dei processi, per decarbonizzazione l'economia al minor costo possibile per consumatori e imprese, dall'altro l'esigenza di sviluppare la produzione di biometano e di idrogeno e di ampliare l'offerta di tecnologie innovative per l'abbattimento delle emissioni (ad esempio, per la cattura e lo stoccaggio di CO₂).

In questo contesto, si evidenziano nei successivi paragrafi i progetti funzionali alla gestione efficiente e sicura della rete individuati dall'operatore principale di trasporto, in grado di apportare esternalità positive anche ai fini della transizione energetica.

Viene data evidenza separata dei progetti che abilitano la transizione energetica senza richiedere sostanziali modifiche o adeguamenti alla rete di trasporto gas esistente, rispetto a quelli propedeutici alla creazione di una rete di trasporto multivettoriale idonea al trasporto di molecole diverse da quella del gas naturale.

Si rimanda alla nuova Strategia Towards Net Zero di SNAM¹, per tutte quelle attività funzionali alla transizione energetica che non ricadono, ai sensi della normativa vigente, nel perimetro d'investimento di Snam Rete Gas.

¹ <https://www.snam.it/it/investor-relations/la-strategia.html>

Interventi sulla rete di trasporto di gas naturale

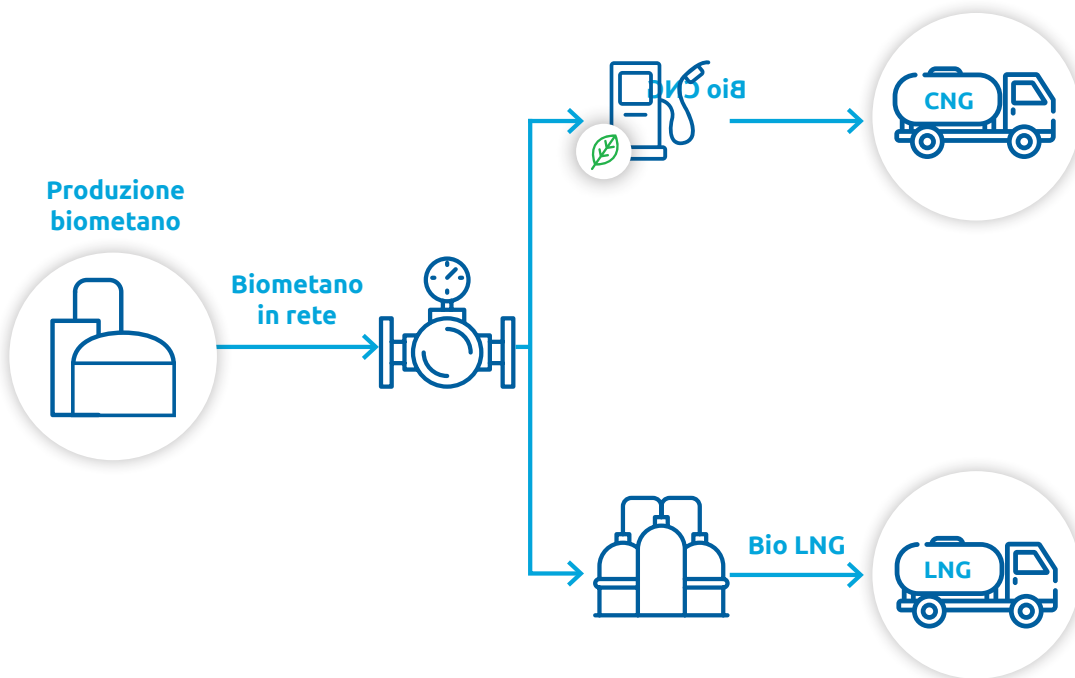




PROGETTI DI INTERCONNESSIONE

Le connessioni alla rete di trasporto delle stazioni di rifornimento, degli impianti di produzione di biometano e dei sistemi di micro-liquefazione per la produzione di GNL, di seguito descritte, unitamente allo sviluppo di sistemi di tracciabilità della filiera di produzione dei green gases, creano le condizioni per una sempre maggiore liquidità del mercato del biometano e/o del metano sintetico. Questa maggior liquidità del mercato e la crescente diffusione dei punti di rifornimento sono i requisiti per la penetrazione del gas naturale e del biometano nel settore dei trasporti, che risulta ancora oggi in gran parte vincolato all'utilizzo dei prodotti petroliferi tradizionali.

- Interconnessioni degli impianti per la produzione di biometano: tali interventi si riferiscono alle opere di interconnessione alla rete di trasporto degli impianti per la produzione di biometano che, utilizzando rifiuti urbani o sottoprodotti agricoli/agroalimentari, evitano emissioni aggiuntive di CO₂ in atmosfera e costituiscono pertanto una leva importante per la decarbonizzazione del settore energetico (power generation, civile e industriale, ivi inclusi i trasporti). Come descritto al capitolo 5 del Piano, Snam Rete Gas ha già realizzato 72 allacciamenti, mentre circa 150 sono in corso di realizzazione e circa altri 200 sono previsti nell'arco temporale del Piano.
- Interconnessioni per le stazioni di rifornimento di gas naturale compresso e gas naturale liquefatto: l'utilizzo del gas naturale e del GNL per il trasporto su gomma permette la forte riduzione delle emissioni di CO₂ e degli inquinanti locali nel settore dei trasporti, uno dei più difficili da decarbonizzare. La realizzazione delle interconnessioni alla rete di trasporto delle stazioni di rifornimento consente di ridurre o eliminare del tutto il trasporto su gomma del gas naturale e/o del biometano, incrementando l'affidabilità del servizio e riducendo impatto ambientale e costi.
- Interconnessioni per impianti di micro-liquefazione: gli impianti di micro-liquefazione trasformano il gas naturale e il biometano immessi in rete in GNL e bio-GNL, offrendo una nuova opportunità di approvvigionamento del GNL e bio-GNL, complementare alla rete logistica attuale che prevede il ritiro dagli impianti di produzione di bio-GNL e dai depositi costieri.



Gli impianti di micro-liquefazione, ubicati sul territorio in posizione baricentrica rispetto ai consumi attesi, consentiranno di ridurre i tempi e i costi di trasporto mediante autobotti fino ai siti di consumo finale, favorendo l'utilizzo del GNL e del bio-GNL nel settore dei trasporti pesanti su strada, nel settore ferroviario non elettrificato e - attraverso la modalità truck to ship - nel trasporto marittimo per imbarcazioni di medio/piccolo tonnellaggio.

PROGETTI PER L'EFFICIENTAMENTO E LA SICUREZZA DELL'INFRASTRUTTURA

- Riduzione delle emissioni di metano: le emissioni di gas naturale in una rete di trasporto si distinguono in emissioni fuggitive (presenti in condizioni normali di esercizio e caratteristiche di componenti quali valvole, flange, strumentazione, ecc.), emissioni puntuali (legate agli interventi di depressurizzazione della rete in occasione dei lavori cosiddetti "sotto gas") e pneumatiche (associate a tutti gli apparati cosiddetti "pneumatici", che sfruttano la pressione del gas naturale presente in rete per il loro funzionamento, quali attuatori di valvole, regolatori di pressione, ecc.). Snam Rete Gas ha da tempo avviato importanti iniziative per la riduzione delle emissioni di metano, in linea con l'obiettivo primario di garantire l'esercizio efficiente e in sicurezza della rete. In relazione alla riduzione delle emissioni fuggitive, è proseguito il programma LDAR (*Leak Detection & Repair*), che nel 2022 ha consentito la riduzione di emissioni fuggitive per circa 2,2 MSm³. Ulteriori 6 MSm³ di emissioni puntuali di gas naturale in atmosfera, che si sarebbero verificate in occasione dei lavori sulla rete di trasporto, sono state evitate grazie ad un ormai consolidato mix di interventi specifici, che prevedono la ricompressione del gas in rete e nelle centrali di spinta, l'abbassamento fino ai massimi limiti tecnici della pressione residuale di scarico e gli interventi con "tapping machine", una metodologia che consente di realizzare le derivazioni dai metanodotti in esercizio senza scaricare (svuotare dal gas) la condotta. Proseguono, inoltre, presso gli impianti di riduzione della pressione e le centrali di compressione, le campagne di modifica impiantistica per la sostituzione di valvole e di strumentazione pneumatica azionata a gas, con migliaia di componenti la cui sostituzione sarà completata entro il 2024. Queste campagne di sostituzione hanno consentito, nel 2022, di ridurre le emissioni pneumatiche di circa 2 MSm³.
- Tecnologia Adsorbed Natural Gas (ANG): oltre alle iniziative sopra descritte, è stato avviato un progetto pilota relativo alla tecnologia ANG (adsorbed natural gas), per la ulteriore riduzione delle emissioni puntuali in occasione dei lavori sulla rete di trasporto. La tecnologia ANG consente lo stoccaggio del gas proveniente dalla depressurizzazione delle sezioni di metanodotto soggetti a interventi, in serbatoi mobili su autocisterna riempiti con materiale adsorbente che aumenta fino tre volte il volume di gas stoccabile a parità di pressione. Il riempimento può avvenire senza l'ausilio di compressori, sfruttando la pressione residua di scarico del metanodotto. Il gas stoccato nei serbatoi può essere quindi reimpresso nella rete di trasporto con pressione inferiore a quella del serbatoio, senza l'ausilio di compressori. Il beneficio ambientale consiste nella riduzione delle emissioni di metano in atmosfera in occasione della depressurizzazione di tratti di metanodotto, senza necessità di ricorrere a compressori o in aggiunta al loro utilizzo. In tale ambito è stata ultimata una prima campagna di prove su un prototipo su scala ridotta (100 l) con analisi di performance e ripetibilità per poi procedere al test in scala reale. Sulla base delle conclusioni della sperimentazione in piccola scala è stato scelto il materiale adsorbente che unisce economicità ed incremento del volume di gas stoccato e realizzati due serbatoi per prove in piena scala in un impianto Snam. La progettazione delle prove e la loro realizzazione è programmata per il 2024.
- Localizzazione delle perdite: nella rete di trasporto ogni evento che determina l'improvvisa variazione del flusso di gas, produce delle onde di pressione che si propagano nel fluido gassoso per decine di km. Tali variazioni possono essere dovute a normali operazioni di apertura o chiusura valvole, da operazioni di scarico controllato e, talvolta, da perdite di gas naturale dalla condotta.
- Il sistema PIMOS, acronimo di *Pressure Intelligent Monitoring System*, ha lo scopo di rilevare e localizzare in tempo reale le perdite di gas lungo la rete di trasporto, basandosi sull'analisi delle onde di pressione e l'individuazione delle perturbazioni associabili a potenziali anomalie. Il sistema, grazie all'installazione sulle reti di UM (*Unità di Monitoraggio*) e RTU (*Remote Control Unit*), riesce ad individuare una potenziale fuoriuscita di gas in pochissimi secondi con un margine di errore di pochi metri. Il sistema restituisce quindi al dispacciamento la cartografia e le coordinate geografiche del punto di interesse, consentendo di ridurre i tempi di intervento e pertanto limitare fortemente le conseguenze di una potenziale fuoriuscita di gas naturale. Il sistema PIMOS, che si avvale di tecnologie di Artificial Intelligence (Machine Learning), da ottobre 2023 è attivo su tutta la rete di trasporto.

- Efficientamento energetico degli autoconsumi e riduzione delle emissioni di gas naturale: la riduzione della pressione del gas naturale, nelle cabine di riduzione e regolazione, comporta una drastica riduzione della sua temperatura che deve essere contrastata, onde evitare fenomeni di congelamento delle apparecchiature di controllo e altre anomalie. A tal fine il gas, prima di arrivare alle valvole di riduzione della pressione, viene preriscaldato, mediante appositi sistemi composti dai riscaldatori di vecchia concezione (heater) e dai più moderni sistemi di caldaie preassemblate (skid). Il progetto di sostituzione degli heaters di vecchia generazione, con i sistemi di riscaldamento a skid più moderni ed efficienti, permette una riduzione media dei consumi di fuel gas di circa il 15%. La sostituzione degli *heater* con gli *skid* comporta anche l'eliminazione della vecchia strumentazione pneumatica associata, con una conseguente riduzione delle emissioni pneumatiche di gas naturale in atmosfera di circa 5400 Smc/anno per ciascun impianto.

PROGETTI PER LO STUDIO DELLE MISCELE DI IDROGENO NELLA RETE DI TRASPORTO

- Verifica della compatibilità dell'idrogeno in miscela con il gas naturale: i gasdotti oggi utilizzati per il trasporto del gas naturale saranno utilizzati, in un futuro ormai prossimo, per il trasporto dell'idrogeno e con questo obiettivo Snam Rete Gas si è impegnata nella verifica della compatibilità della propria rete con il trasporto di miscele di gas naturale e idrogeno in percentuali crescenti (fino al 100% di idrogeno). Ad aprile 2019, prima in Europa, Snam Rete Gas ha iniziato un processo di verifica delle proprie infrastrutture, sperimentando l'immissione di un mix di idrogeno al 5% (in volume) per la fornitura di due imprese industriali ubicate a valle del punto di immissione. Inoltre, tra il 2019 e il 2020, è stata condotta una seconda sperimentazione, nel medesimo tratto di rete, che ha permesso l'iniezione di un quantitativo di idrogeno pari al 10% della miscela idrogeno-gas naturale. Sulla base dei risultati ottenuti sono in corso fattibilità per piloti con produzione diretta di idrogeno da rinnovabili (campi solari e P2H) con immissione in rete tramite impianti in esercizio, opportunamente adeguati.
- Sperimentazione dell'alimentazione delle turbine a gas con miscele di idrogeno e gas naturale: attraverso la collaborazione con Baker Hughes (BH), uno dei principali fornitori delle turbine a gas utilizzate nelle centrali di compressione, sono state programmate numerose sperimentazioni finalizzate a verificare il corretto funzionamento delle turbine alimentate da miscele di gas naturale e idrogeno in percentuale volumetrica fino al 10% (variabile nel tempo). Nel corso del 2020 è stato portato a termine il collaudo in fabbrica, con esito positivo, di una turbina BH modello Nova LT 12 alimentata con miscela di gas naturale e idrogeno in percentuale variabile fino al 10%. Nel corso del 2022 è stata avviata l'esecuzione di ulteriori test con altri modelli di turbina e altri fornitori.

PROGETTI PILOTA PRESENTATI DA SRG AI SENSI DELLA DELIBERA 404/2022/R/GAS

Snam Rete Gas, ai sensi della delibera 404/2022/R/gas “Progetti Pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale”, ha presentato in data 15 aprile 2023 le istanze per accedere all'erogazione dei fondi previsti dalla medesima delibera, relativamente ai seguenti progetti.

- **Methane Detector:** il progetto Methane Detector consiste nella prototipazione e ingegnerizzazione di un dispositivo IoT capace di identificare e quantificare, in near real time, le fughe di gas metano dagli impianti di spinta e compressione di Snam, consentendo di ridurre le perdite fornendo un sistema di monitoraggio in continuo dell'infrastruttura. Tale dispositivo sarà basato su tecnologia multi-spettrale, un laser per garantire la rilevazione del gas anche in condizioni di scarsa luminosità, algoritmi di Intelligenza Artificiale per Data Fusion e sarà progettato per essere potenzialmente installato, in modo permanente, sugli impianti Snam, assicurando un'elevata resistenza agli agenti atmosferici e alle temperature estreme.
- **Membrane elettrochimiche:** il progetto prevede la sperimentazione dell'utilizzo di una membrana al palladio per la separazione dell'idrogeno da miscele con gas naturale al fine di tutelare i clienti finali ai city gate rispetto alla ricezione di quantitativi di idrogeno, abilitando in una fase successiva l'utilizzo di blending di idrogeno per le utenze industriali hard-to-abate. Tali membrane permettono di operare anche in presenza di bassissime frazioni di idrogeno, a differenza delle membrane polimeriche che invece operano solo per concentrazioni > 10%. L'impianto sperimentale verrà localizzato all'interno del campo prova di Snam in località Mortara (PV), già utilizzato nell'ambito di altre sperimentazioni, e dunque già predisposto per l'installazione ed il testing di impianti innovativi. L'intervento si caratterizza per l'installazione di un banco prova per una membrana al palladio capace di gestire un flusso di 47 Nm³/h di idrogeno, il che risulta in una capacità di separazione pari a 100 kg al giorno.
- **Turboespansore:** il progetto prevede l'installazione di un turboespansore all'interno del proprio impianto di riduzione gas esistente situato in località Masseria Zuccherò, nel territorio del Comune di Taranto, con l'obiettivo di recuperare l'energia potenziale e cinetica attualmente dissipata dal processo di laminazione nelle valvole di riduzione di pressione del gas naturale. Una parte dell'energia recuperata verrà autoconsumata nell'impianto per preriscaldare il gas naturale e la quota eccedente potrà essere ceduta alla rete elettrica. Più in dettaglio, il turboespansore sarà installato come pilota per produrre energia elettrica, grazie ad un collegamento ad un alternatore, sfruttando il salto di riduzione della pressione nella regolazione per passare dalla pressione di rete (massima 75 barg) alla pressione di consegna di 24 barg.
- **P2H Contursi:** Il progetto prevede: i) l'installazione di un elettrolizzatore alimentato da pannelli fotovoltaici; ii) l'iniezione in rete di trasporto di idrogeno prodotto il loco per la fornitura di tre utenze industriali con una miscela gas naturale/idrogeno. Il progetto ha lo scopo di valutare le condizioni di esercizio delle reti in relazione alla loro capacità di accogliere e gestire i gas rinnovabili, agli aspetti di sicurezza, nonché la sperimentazione dell'interfaccia tra l'elettrolizzatore e la rete di trasporto gas. Il sito individuato per l'ubicazione dell'impianto pilota è un'area ad attuale uso agricolo adiacente alla cabina di riduzione di Contursi Terme (SA).
- **P2H2P:** L'intervento proposto si compone di un sistema bi-direzionale di elettrolisi con tecnologia alcalina abbinato ad un sistema composto da 3 fuel cell (40 kW cad.) con tecnologia PEM (Proton Exchange Membrane), in grado di convertire energia elettrica proveniente da fonte rinnovabile in idrogeno che, dopo esser stato immesso nell'infrastruttura della rete gas, potrà essere riconvertito in energia elettrica in base alla domanda elettrica. Più in particolare l'impianto sperimentale sarà localizzato nel campo prova di Snam presso Mortara (PV) e sarà composto da un elettrolizzatore di capacità pari a 0,5 MW collegato alla rete elettrica per la produzione di idrogeno e da un sistema composto dalle sopra citate fuel cell, per la successiva conversione di idrogeno in energia elettrica. L'utilizzo di 3 fuel cell (invece di un'unica fuel cell di potenza maggiore) consente di avere una maggiore flessibilità e affidabilità.

Interventi per la rete multivettoriale





SCHEDA 1

Dorsale per il trasporto di idrogeno

Informazioni sul contesto di riferimento

Il progetto riguarda la predisposizione di una rete in grado di trasportare l'idrogeno prodotto in Sud Italia e in Nord Africa fino alle principali aree di consumo.

La dorsale è stata sviluppata nell'ottica di riutilizzare per quanto possibile i gasdotti della rete di trasporto del gas naturale mediante le attività di "repurposing", che prevedono la verifica dell'idoneità dei gasdotti esistenti al trasporto di Idrogeno. Sono state inoltre effettuate le verifiche di trasporto e di copertura della domanda della rete di trasporto gas a valle della trasformazione, volte a garantire che il trasporto del gas naturale continui ad essere affidabile e sicuro, tenendo conto dell'evoluzione della domanda attesa nel medio/lungo termine.

I tratti di rete previsti per il trasporto di idrogeno sono elencati di seguito:

Dorsale Sud - Nord: DN1200/1050, 1580 km. La dorsale collega il punto di entrata di Mazara del Vallo (TP) con il nodo di Minerbio presso Bologna. Tramite questa dorsale, il sistema italiano potrà ricevere l'idrogeno necessario alla decarbonizzazione delle attività industriali cosiddette hard to abate e di parte del settore civile e dei trasporti, prodotto da generazione fotovoltaica o comunque da fonti rinnovabili anche in Algeria e Tunisia.

La dorsale sarà composta principalmente da tratti di rete riconvertiti per il trasporto di Idrogeno, a meno del tratto compreso fra Sulmona (AQ) e Oricola (AQ) per il quale è prevista la realizzazione ex novo.

Centrali di spinta: 100 MW. È prevista la realizzazione di due centrali di spinta, ognuna con una potenza operativa di 50 MW posizionate lungo la dorsale Sud - Nord in corrispondenza di Monforte San Giorgio e Gallese (VT).

Dorsale Est: DN850-1050, 339 km. La dorsale est sarà composta da un gasdotto che da Minerbio (BO) arriverà fino a Zimella (VR) e successivamente Malborghetto e Tarvisio, con la previsione di riutilizzare gasdotti esistenti riconvertiti ad H2 e, in parte, realizzati ex novo.

Dorsale Ovest: DN750-1200, 415 km. La dorsale Ovest partendo da Poggio Renatico (FE) si estenderà fino a Cortemaggiore (PC), arrivando a Ripalta (CR) e quindi a Mortara (PV) e il confine con la Svizzera a Passo Gries (VB), utilizzando prevalentemente il repurposing di metanodotti esistenti.

Derivazioni: DN400-600-1050, 590 km. Oltre alla dorsale principale sono state definite 7 derivazioni che costituiranno il primo collegamento tra la dorsale idrogeno e i principali centri di consumo e/o di produzione. In particolare, le aree che si prevede di raggiungere sono quelle dove è atteso un consistente switching dal consumo di gas naturale o altri combustibili fossili a idrogeno, nei settori cosiddetti hard to abate (in particolare petrolchimici e acciaierie). Inoltre, una delle derivazioni sarà anche funzionale a collegare la dorsale al primo stoccaggio di H2 (Fiume Treste Livello F).

Il contesto di riferimento che si è preso in considerazione è descritto nel documento "Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

Si rammenta che il progetto è stato inserito nella sesta lista PIC, pubblicata il 28 novembre, nell'ambito del PIC "Hydrogen Corridor Italy-Austria-Germany", afferente al corridoio HI EAST.

Analisi della domanda e dell'offerta

Il progetto prevede di sviluppare una capacità sufficiente per gli “Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033” (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento: Dorsale per il trasporto di Idrogeno

Codice identificativo intervento: COD. SRG: IT_SRG_H2_01, Codice TYNDP HYD -N_1205

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE					
CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	TIPOLOGIA
IT_SRG_H2_01_a	Dorsale sud - nord	1200/1050	1580		principale
IT_SRG_H2_01_b	Centrali di compressione			100	principale
IT_SRG_H2_01_c	Dorsale est	1050/850	339		principale
IT_SRG_H2_01_d	Dorsale Ovest	750-1200	415		principale
IT_SRG_H2_01_e	Derivazioni	400-600-1050	590		principale

Obiettivo generale dell'intervento

- Integrazione del mercato
- Concorrenza e differenziazione del mercato
- Sostenibilità ambientale

Obiettivi specifici

- Sector Coupling
- Disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento
- Sviluppo della concorrenza, competizione e liquidità
- Riduzione CO₂
- Riduzione emissioni altri inquinanti
- Integrazione FER elettriche
- Integrazione Green Gases
- Riduzione emissioni altri inquinanti

Categoria principale intervento

Rete di trasporto di H2

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2022-31

Incremento delle capacità di trasporto

Il progetto prevede la predisposizione della rete ad H2 per coprire i fabbisogni del mercato dell'H2 fino al 2040, sviluppando una capacità di importazione dall'Africa sufficiente a garantire la copertura della domanda prevista. Il progetto è inoltre predisposto per permettere l'esportazione e l'importazione verso/da la Svizzera e quindi i paesi del Nord Europa e verso/da l'Austria, garantendo, nel momento in cui tali interconnessioni fossero sviluppate, flessibilità e sicurezza di approvvigionamento al sistema di trasporto dell'idrogeno italiano ed europeo.

Buona parte della dorsale di trasporto H2 è prevista essere realizzata mediante il "repurposing" di gasdotti di trasporto esistenti, con la conseguente riduzione di capacità di importazione ed esportazione di gas naturale, che è stata analizzata e valutata sulla base degli scenari attesi di domanda gas dei prossimi decenni.

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto

Il progetto è correlato alle iniziative che svilupperanno la possibilità di importare idrogeno dal nord Africa e con le iniziative di trasporto del gas verde che saranno sviluppate in Europa

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

FATTIBILITÀ								
CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_H2_01	2022	2024	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2026	2030 (*)

(*) alle condizioni attuali

Localizzazione intervento



Costi

COSTI NOMINALI		
CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]		
IT_SRG_H2_01_a	Dorsale sud - nord	1.144
IT_SRG_H2_01_b	Centrali di compressione	450
IT_SRG_H2_01_c	Dorsale est	576
IT_SRG_H2_01_d	Dorsale Ovest	428
IT_SRG_H2_01_e	Derivazioni	1083
IT_SRG_H2_01_f	Rete Regionale H2	250
IT_SRG_H2_01_g	Ricollegamenti CH4	300
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2023 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]
4.231	0	4.231

SCHEDA 2

Elettrolizzatori Puglia

Informazioni sul contesto di riferimento

Il progetto riguarda la costruzione di elettrolizzatori con “network related function” in Puglia per la produzione di Idrogeno verde. Pur tenendo in considerazione le nuove infrastrutture di rete e gli stoccaggi elettrochimici previsti nello scenario considerato, il progetto consente di raccogliere l'energia elettrica altrimenti soggetta a curtailment (overgeneration), trasformandola in un vettore energetico che può essere trasportato e stoccato in forma gassosa.

Il progetto si articola in 2 fasi:

- La prima fase prevede l'installazione di un elettrolizzatore da 90 MW entro il 2026 in prossimità dei metanodotti dedicati all'importazione dall'Azerbaijan affinché l'idrogeno prodotto possa essere miscelato nella rete di gas naturale (blending) con i volumi in ingresso fino a una percentuale massima del 2% in volume.
- La seconda fase si svilupperà per favorire il recupero dei volumi crescenti di overgeneration previsti dagli scenari e richiederà l'installazione di ulteriori 800 MW in prossimità dei nodi della rete elettrica maggiormente congestionati. La data di entrata in esercizio è prevista nel 2031 successivamente allo sviluppo della rete di idrogeno italiana. L'idrogeno così prodotto potrà quindi essere iniettato in una rete dedicata e destinato ai settori di consumo hard to abate.

Il progetto crea un'interconnessione fra il mercato elettrico e il mercato gas e permette di sfruttare le sinergie esistenti fra i due sistemi ottimizzando l'efficienza infrastrutturale italiana. Gli impianti di elettrolisi saranno completi delle interconnessioni alla rete elettrica e alla rete gas naturale (per la prima fase) e rete idrogeno (per la seconda fase), oltre che al sistema di prelievo e pompaggio dell'acqua utilizzata nel processo. L'impianto sarà inoltre corredato dalle apparecchiature funzionali alla gestione del corretto miscelamento in blending per la prima fase.

Il contesto di riferimento che si è preso in considerazione è allineato ai più recenti studi relativi all'evoluzione della produzione elettrica rinnovabile in Italia². In tale scenario è previsto al 2030 un incremento di circa 80 GW della capacità rinnovabile ad oggi installata, oltre a una distribuzione degli impianti allineata con le richieste di interconnessione ricevute dall'operatore di trasmissione elettrica.

In aggiunta a quanto sopra delineato, si sottolinea che il posizionamento di elettrolizzatori in aree caratterizzate da alta penetrazione delle rinnovabili consente di bilanciare meglio tale produzione, fornendo di fatto un servizio di decongestionamento e di conseguenza riducendo, anche significativamente, la intensità e la frequenza di probabili servizi di ridispacciamento (e i relativi costi) che il gestore di rete è costretto a operare al fine di assicurare assetti zonalmente stabili e massimizzazione della produzione da rinnovabili.

L'intero progetto descritto permetterà di produrre da overgeneration circa 600 GWh/a di idrogeno, permettendo di risparmiare fino a 125 kton/a di CO₂.

Considerando le previsioni dell'atto delegato del 10 febbraio 2023, l'idrogeno può essere considerato rinnovabile se la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili ha superato il 90 % nell'anno civile precedente nella zona di mercato di riferimento: a tal proposito la locazione del progetto potrà permettere di produrre idrogeno verde anche nelle ore in cui non c'è overgeneration aumentando il fattore di utilizzo degli elettrolizzatori.

² Terna, “Evoluzione rinnovabile” https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/21/06_EVOLUZIONE%20RINNOVABILE_2021.pdf

Analisi della domanda e dell'offerta

Il progetto prevede di soddisfare quota parte della domanda energetica prevista nel documento “Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033” (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

Elementi informativi del progetto: prima fase

Denominazione intervento: Elettrolizzatori Puglia

Codice identificativo intervento: COD. SRG: IT_SRG_H2_02

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE						
CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_H2_02	Elettrolizzatori Puglia	200	3	90	75	principale

Obiettivo generale

- Integrazione del mercato
- Sostenibilità ambientale

Obiettivi specifici

- Sector coupling
- Riduzione CO₂
- Riduzione emissioni altri inquinanti
- Integrazione FER elettriche
- Integrazione Green Gases

Categoria principale intervento

Elettrolizzatori con “Network related function”

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2022-31

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]
Punto di entrata H2	Entrata	0,5

Il progetto prevede l'interconnessione con la rete gas esistente per l'immissione di Idrogeno in blending

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto (con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Non applicabile

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

PRE-FATTIBILITÀ								
CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_H2_02	2022	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	2026

Costi

Di seguito le prime stime preliminari di costi delle principali opere del progetto

CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]		
IT_SRG_H2_02	Elettrolizzatori Puglia	180
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2022 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]
180	0	180

Elementi informativi del progetto: seconda fase

Denominazione intervento: Elettrolizzatori Puglia

Codice identificativo intervento: COD. SRG: IT_SRG_H2_02

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE						
CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_H2_02	Elettrolizzatori Puglia	200	22	800	75	principale

Obiettivo generale

- Integrazione del mercato
- Sostenibilità ambientale
- Sicurezza dell'approvvigionamento;
- Concorrenza e diversificazioni delle fonti di approvvigionamento

Obiettivi specifici

- Sector coupling
- Integrazione Green Gases
- Riduzione CO₂
- Riduzione emissioni altri inquinanti
- Integrazione FER elettriche

Categoria principale intervento

Elettrolizzatori con "Network related function"

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2022-31

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]
Punto di entrata H2	Entrata	4.2

Il progetto prevede l'interconnessione con la rete dedicata al trasporto di idrogeno descritta nel capitolo 6

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto (con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Non applicabile

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

PRE-FATTIBILITÀ								
CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_H2_02	2026	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	2031

Costi

Di seguito le prime stime preliminari di costi delle principali opere del progetto

CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]		
IT_SRG_H2_02	Elettrolizzatori Puglia	1.340
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2023 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]
1.340	0	1.340

Localizzazione intervento



SCHEDA 3

Elettrolizzatori Sicilia

Informazioni sul contesto di riferimento

Il progetto riguarda la costruzione di elettrolizzatori con “network related function” in Sicilia per la produzione di Idrogeno verde. Pur tenendo in considerazione le nuove infrastrutture di rete e gli stoccaggi elettrochimici previsti nello scenario considerato, il progetto consente di raccogliere l'energia elettrica altrimenti soggetta a curtailment (overgeneration), trasformandola in un vettore energetico che può essere trasportato e stoccato in forma gassosa.

Il progetto si articola in 2 fasi:

- La prima fase prevede l'installazione di un elettrolizzatore da 90 MW entro il 2026 in prossimità dei metanodotti dedicati all'importazione da Mazara/Gela affinché l'idrogeno prodotto possa essere miscelato nella rete di gas naturale (blending) con i volumi in ingresso fino a una percentuale massima del 2% in volume.
- La seconda fase si svilupperà per favorire il recupero dei volumi crescenti di overgeneration previsti dagli scenari e richiederà l'installazione di ulteriori 600 MW in prossimità dei nodi della rete elettrica maggiormente congestionati. La data di entrata in esercizio è prevista nel 2031 successivamente allo sviluppo della rete di idrogeno italiana. L'idrogeno così prodotto potrà quindi essere iniettato in una rete dedicata e destinato ai settori di consumo hard to abate.

Il progetto crea un'interconnessione fra il mercato elettrico e il mercato gas e permette di sfruttare le sinergie esistenti fra i due sistemi ottimizzando l'efficienza infrastrutturale italiana. Gli impianti di elettrolisi saranno completi delle interconnessioni alla rete elettrica e alla rete gas naturale (per la prima fase) e rete idrogeno (per la seconda fase), oltre che al sistema di prelievo e pompaggio dell'acqua utilizzata nel processo. L'impianto sarà inoltre corredato dalle apparecchiature funzionali alla gestione del corretto miscelamento in blending per la prima fase.

Il contesto di riferimento preso in considerazione è allineato ai più recenti studi relativi all'evoluzione della produzione elettrica rinnovabile in Italia³. In tale scenario è previsto al 2030 un incremento di 80 GW della capacità rinnovabile ad oggi installata, oltre a una distribuzione degli impianti allineata con le richieste di interconnessione ricevute dall'operatore di trasmissione elettrica.

In aggiunta a quanto sopra delineato, si sottolinea che il posizionamento di elettrolizzatori in aree caratterizzate da alta penetrazione delle rinnovabili consente di bilanciare meglio tale produzione, fornendo di fatto un servizio di decongestionamento e di conseguenza riducendo, anche significativamente, la intensità e la frequenza di probabili servizi di ridispacciamento (e i relativi costi) che il gestore di rete è costretto a operare al fine di assicurare assetti zionali stabili e massimizzazione della produzione da rinnovabili.

L'intero progetto descritto permetterà di produrre da overgeneration fino a 800 GWh/a permettendo di risparmiare fino a 160 kton/a di CO₂. Considerando le previsioni dell'atto delegato del 10 febbraio 2023, l'idrogeno può essere considerato rinnovabile se la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili ha superato il 90 % nell'anno civile precedente nella zona di mercato di riferimento: a tal proposito la locazione del progetto potrà permettere di produrre idrogeno verde anche nelle ore in cui non c'è overgeneration aumentando il fattore di utilizzo degli elettrolizzatori.

3 Terna, “Evoluzione rinnovabile” https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/21/06_EVOLUZIONE%20RINNOVABILE_2021.pdf

Analisi della domanda e dell'offerta

Il progetto prevede di soddisfare quota parte della domanda energetica prevista nel documento “Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033” (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

Elementi informativi del progetto: prima fase

Denominazione intervento: Elettrolizzatori Sicilia

Codice identificativo intervento: COD. SRG: IT_SRG_H2_03

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE						
CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_H2_03	Elettrolizzatori Sicilia	200	3	90	75	principale

Obiettivo generale

- Integrazione del mercato
- Sostenibilità ambientale

Obiettivi specifici

- Sector coupling
- Integrazione Green Gases
- Riduzione CO₂
- Riduzione emissioni altri inquinanti
- Integrazione FER elettriche

Categoria principale intervento

Elettrolizzatori con “Network related function”

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2022-31

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]
Punto di entrata H2	Entrata	0,5

Il progetto prevede l'interconnessione con la rete gas esistente per l'immissione di Idrogeno in blending

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto (con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Non applicabile

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

PRE-FATTIBILITÀ								
CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_H2_03	2022	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	2026

Costi

Di seguito le prime stime preliminari di costi delle principali opere del progetto

CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]		
IT_SRG_H2_03	Elettrolizzatori Sicilia	180
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2022 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]
180	0	180

Elementi informativi del progetto: seconda fase

Denominazione intervento: Elettrolizzatori Sicilia

Codice identificativo intervento: COD. SRG: IT_SRG_H2_03

OPERE PRINCIPALI E ACCESSORIE

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_H2_03	Elettrolizzatori Sicilia	200	17	600	75	principale

Obiettivo generale

- Integrazione del mercato
- Sostenibilità ambientale
- Sicurezza dell'approvvigionamento;
- Concorrenza e diversificazioni delle fonti di approvvigionamento

Obiettivi specifici

- Riduzione CO₂
- Riduzione emissioni altri inquinanti
- Integrazione FER elettriche
- Integrazione Green Gases

Categoria principale intervento

Elettrolizzatori con "Network related function"

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2022-31

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]
Punto di entrata H2	Entrata	3.1

Il progetto prevede l'interconnessione con la rete dedicata al trasporto di idrogeno descritta nel capitolo 6

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto (con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Non applicabile

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

PRE-FATTIBILITÀ								
CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_H2_03	2026	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	2031

Costi

Di seguito le prime stime preliminari di costi delle principali opere del progetto

CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]		
IT_SRG_H2_03	Elettrolizzatori Sicilia	1.000
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2022 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]
1.000	0	1.000

Localizzazione intervento



SCHEDA 4

Rete H2 Pugliese

Finalità

Il progetto mira a creare un’infrastruttura di trasporto di idrogeno, collegando i siti di produzione di H2 pianificati in Puglia ai principali siti di consumo, principalmente nei settori siderurgico, raffinazione e chimico. In particolare, il progetto prevede la realizzazione e l'esercizio di un gasdotto per il trasporto di H2 dall'area di Brindisi all'area di Taranto.

Ciò include:

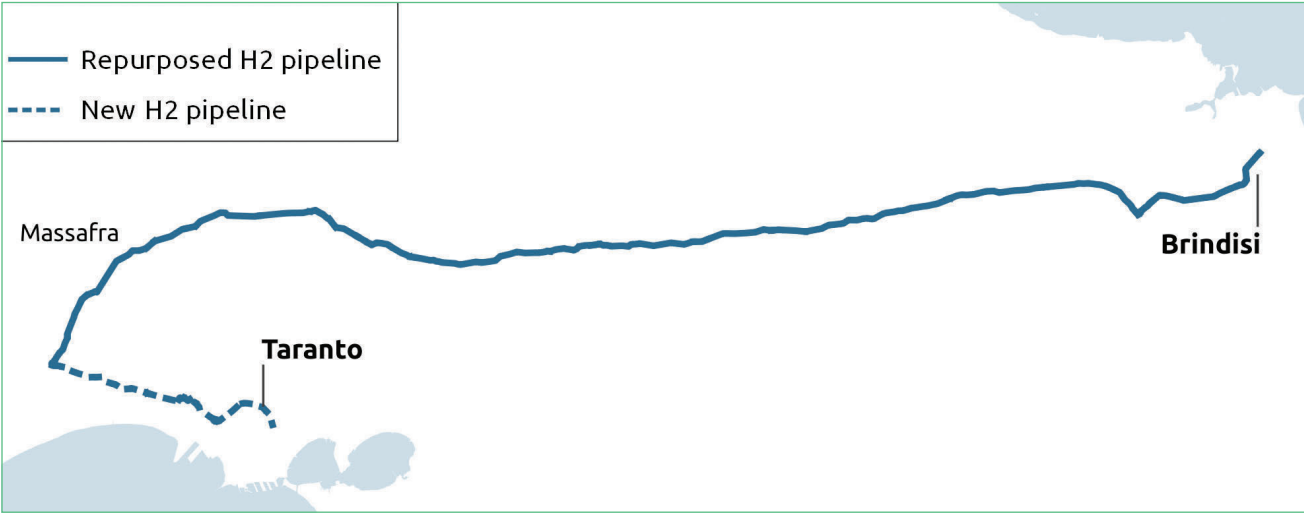
- a) riconversione del metanodotto Palagiano - Brindisi (DN 450, circa 77 km di lunghezza) e parte del gasdotto verso Brindisi (DN 300, circa 7 km) per il trasporto di H2 puro,
- b) allacciamenti ai siti produttivi per consentirne l'iniezione di H2 dei progetti partner (DN 150, circa 7 km),
- c) costruzione di una nuova condotta per servire l'area industriale di Taranto (DN 600, circa 17 km).

Si prevede che la sola fase di costruzione durerà 12 mesi per i nuovi segmenti di gasdotto e 6 mesi per quelli repurposed.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO					
CODICE	DENOMINAZIONE OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	COSTO A VITA INTERA (M€)
IT_SRG_H2_04	Rete H2 Pugliese	Vari	109	24	91

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
01/2022	06/2024	01/2027	12/2027

Localizzazione intervento





Energy to inspire the world