

Piano decennale di sviluppo  
della rete di trasporto  
del gas naturale  
2018 - 2027



# Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2018-2027

Periodo di riferimento 2018-2027

Documento predisposto da Snam Rete Gas S.p.A. in adempimento all'Art.16 del Decreto Legislativo 93 dell'11 giugno 2011 e s.m.i.

## INTRODUZIONE DELL' AMMINISTRATORE DELEGATO

Snam Rete Gas presenta la quinta edizione del Piano decennale di sviluppo della propria rete di trasporto di gas naturale in attuazione delle previsioni di cui al Decreto Legislativo n. 93 del 1 giugno 2011, emesso in recepimento della direttiva 2009/73/CE, così come modificato dalla Legge 115 del 29 luglio 2015. Il Piano conferma l'impegno di Snam Rete Gas a sviluppare il proprio sistema di trasporto per favorire il processo di integrazione delle reti a livello europeo. Tale impegno trova riscontro a livello europeo nella conferma dei principali progetti di sviluppo di Snam Rete Gas anche nella terza lista dei Progetti di Interesse Comune ("PIC") adottata dalla Commissione Europea a novembre 2017. Snam Rete Gas persegue un modello di crescita finalizzato alla creazione di valore sostenibile per gli azionisti e per la comunità, attraverso investimenti caratterizzati da elevata efficienza operativa e finanziaria. Snam Rete Gas è consapevole della propria responsabilità nella gestione e sviluppo di un asset infrastrutturale strategico per il Paese. Attraverso un processo partecipativo di raccolta di informazioni e dati, Snam Rete Gas intende dare voce alla vasta platea degli stakeholder al fine di raccogliere tutti i segnali di interesse nei confronti del presente documento.

San Donato Milanese, 30 novembre 2018

## Sommario

EXECUTIVE SUMMARY .....	7
OBIETTIVI DEL DOCUMENTO .....	7
QUADRO LEGISLATIVO E REGOLATORIO .....	7
DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA .....	8
INFRASTRUTTURE DEL GAS IN ITALIA ED EUROPA .....	12
PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE .....	14
OBIETTIVI E PERIMETRO DEL PIANO .....	18
OBIETTIVI DEL DOCUMENTO .....	18
PERIMETRO DEL PIANO .....	18
COORDINAMENTO CON SOGGETTI TERZI .....	18
Gestori nazionali di reti di trasporto gas .....	19
Gestori di reti di trasporto gas appartenenti all'Unione Europea .....	19
Gestori di reti di trasporto gas al di fuori dell'Unione Europea .....	19
Altri soggetti interessati .....	19
CRITERI DI FORMAZIONE DEL PIANO DECENNALE .....	20
PROCESSO DI ELABORAZIONE DEL PIANO DECENNALE .....	21
STRUTTURA DEL DOCUMENTO .....	21
QUADRO LEGISLATIVO E REGOLATORIO .....	23
RIFERIMENTI LEGISLATIVI E REGOLATORI EUROPEI .....	23
Direttiva N. 2009/73/Ce del Parlamento Europeo e del Consiglio .....	23
Regolamento N. 715/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio .....	23
Regolamento (Ue) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio .....	24
Regolamento N. 347/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio .....	24
RIFERIMENTI LEGISLATIVI ITALIANI .....	24
Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 così come modificato dalla Legge n. 115 del 29 luglio 2015 .....	24
Delibera 351/2016/R/gas .....	25
Delibera 689/2017/R/gas .....	25
Delibera 468/2018/R/gas .....	25
STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE .....	25
DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA .....	27
CONSUMI PRIMARI ENERGETICI IN ITALIA .....	27
OFFERTA DI GAS NATURALE .....	29
DOMANDA DI GAS NATURALE .....	31

PROIEZIONI DI DOMANDA E OFFERTA DI GAS NEL PERIODO 2017-2035 .....	31
COERENZA SCENARI DI DOMANDA CON ALTRI SCENARI ITALIANI ED EUROPEI .....	34
SCENARI TYNDP ENTSG .....	34
CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL PERIODO 2014-2018.....	35
CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL PERIODO 2018-2040.....	38
COPERTURA DELLA DOMANDA ANNUALE .....	39
INFRASTRUTTURE DEL GAS IN ITALIA ED EUROPA .....	41
RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS .....	41
LA RETE NAZIONALE DI GASDOTTI .....	43
LA RETE REGIONALE DI GASDOTTI.....	44
GLI IMPIANTI DI COMPRESSIONE .....	44
PRODUZIONE NAZIONALE ATTUALE E SVILUPPI ATTESI.....	46
SITI DI STOCCAGGIO ESISTENTI E SVILUPPI ATTESI .....	47
TERMINALI DI GNL ESISTENTI E SVILUPPI ATTESI .....	47
PRIORITÀ EUROPEE IN MATERIA DI INFRASTRUTTURE ENERGETICHE .....	48
PROGETTI DI INTERESSE COMUNE .....	50
PIANO DECENNALE ENTSG.....	50
PROCEDURA DI CAPACITA' INCREMENTALE.....	51
PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS .....	53
PIANO DI SVILUPPO .....	53
CRITERI DI PROGETTAZIONE E TUTELA DELL'AMBIENTE .....	53
CRITICITÀ E CONGESTIONI DELLA RETE .....	54
PROGETTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE NAZIONALE .....	54
PROGETTI DI SVILUPPO PRIORITARI .....	56
ULTERIORI PROGETTI DI SVILUPPO .....	56
INTERCONNESSIONE TAP .....	57
METANIZZAZIONE SARDEGNA.....	58
INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA .....	59
POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA.....	60
POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD (LINEA ADRIATICA) .....	61
POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST .....	64
ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD .....	65
ALTRI PROGETTI DI INTERESSE COMUNE INERENTI LA RETE NAZIONALE.....	66
PROGETTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE REGIONALE .....	66
Potenziamenti in Lombardia .....	67

Collegamento Pietravairano - Pignataro Maggiore .....	68
Metanizzazione della Regione Calabria .....	69
PROGETTI DI ALLACCIAMENTO .....	70
ANALISI COSTI - BENEFICI .....	70
Requisiti generali per l'analisi costi-benefici .....	70
Modelli di calcolo utilizzati .....	71
Modello per la simulazione idraulica della rete .....	72
Modello per la definizione del dispacciamento e dei prezzi all'ingrosso del gas .....	72
Contrasting scenario .....	72
Assunzioni sulla domanda gas .....	73
Assunzioni sullo scenario infrastrutturale .....	73
Assunzioni sulla potenzialità delle fonti di approvvigionamento .....	74
Assunzioni prezzi fonti energetiche .....	74
Determinazione dei benefici .....	75
Beneficio B1 - Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura del gas .....	75
Beneficio B2 – Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree (m) o nel settore termoelettrico (t) .....	76
B3: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in condizioni normali (n) e di stress disruption (d) .....	78
B4: Costi evitati per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative (o) o relativi a penali (p) che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita .....	79
Beneficio B5 – riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO <sub>2</sub> .....	79
Beneficio B6 – riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di non CO <sub>2</sub> .....	80
Quantificazione dei costi .....	81
COSTI E FINANZIAMENTI .....	82
ALLEGATI .....	83
ALLEGATO 1: PREVISIONE DELLA DOMANDA DI GAS .....	83
ALLEGATO 2: MODALITÀ DI DETERMINAZIONE DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO .....	84
ALLEGATO 3: METODOLOGIA ANALISI COSTI/BENEFICI .....	90
ALLEGATO 4: SCHEDE PROGETTO .....	92
ALLEGATO 5: ELENCO PROGETTI DI SVILUPPO .....	93
ALLEGATO 6: SCHEDE INTERVENTO .....	100

## EXECUTIVE SUMMARY

### OBIETTIVI DEL DOCUMENTO

Il piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale (di seguito Piano) è uno strumento di attuazione della strategia di Snam Rete Gas, in continuità con i piani di sviluppo elaborati negli anni precedenti e comunicati alle istituzioni e ai soggetti interessati, secondo le previsioni del contesto legislativo e normativo.

Il Piano descrive i principali progetti infrastrutturali di sviluppo (di seguito “progetti”) sulla rete di trasporto nazionale e sulla rete di trasporto regionale di proprietà di Snam Rete Gas nel periodo temporale compreso tra l’anno 2018 e l’anno 2027. Le decisioni poste alla base del piano decennale sono state prese in coerenza con:

- il quadro legislativo e regolatorio europeo e nazionale;
- la Strategia Energetica Nazionale;
- il piano decennale di ENTSG;
- gli scenari decennali di sviluppo del mercato del gas naturale;
- il contenuto delle Schede di progetto pervenute nell’ambito del processo di raccolta delle informazioni e dei dati per l’elaborazione del piano;
- la strategia aziendale di Snam.

Snam, quotata alla Borsa di Milano dal 2001, persegue un modello di crescita finalizzato alla creazione di valore attraverso investimenti che realizzino una crescita sostenibile, caratterizzata da efficienza operativa e finanziaria, garantendo flessibilità di trasporto e sicurezza degli approvvigionamenti e considerando la creazione di valore sostenibile per gli azionisti e per la comunità una parte integrante del proprio modello di business.

### QUADRO LEGISLATIVO E REGOLATORIO

I principali riferimenti legislativi europei relativamente all’elaborazione del piano decennale di sviluppo della rete sono la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e il regolamento (CE) n. 715/2009 e il regolamento (UE) 2017/1938.

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

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

Con il regolamento (UE) 2017/1938, inoltre, sono state adottate misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. In particolare, l'articolo 5 prevede che i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità bidirezionale permanente su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra gli Stati membri.

I principali riferimenti legislativi nazionali sono invece il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, la delibera 351/2016/R/Gas e la delibera 468/2018/R/GAS

Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, recepisce nell'ordinamento legislativo nazionale le norme della direttiva europea 2009/73/EC. Con riferimento al piano, l'articolo 16 così come modificato dall'art. 26 della legge 115 del 29 luglio 2015, dispone che il gestore della rete di trasporto trasmetta annualmente<sup>1</sup> all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), il piano decennale di sviluppo della rete contenente gli interventi necessari per garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza degli approvvigionamenti, tenendo conto anche dell'economicità degli investimenti e della tutela dell'ambiente.

L'articolo 8 stabilisce inoltre che i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità di trasporto bidirezionale continua su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra Stati membri, ivi inclusa l'interconnessione tra Italia e centro Europa attraverso il gasdotto Transgas in territorio svizzero.

Il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n. 65 del 27 febbraio 2013, recante le modalità e i criteri per la redazione del piano è stato abrogato dalla legge 115 del 29 luglio 2015.

La delibera 351/2016/R/Gas attua l'art. 16 del D. Lgs n. 93 del 2011, fornendo disposizioni per la consultazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale.

La delibera 468/2018/R/GAS contiene infine disposizioni per la consultazione e fornisce indicazioni relativamente ai requisiti minimi per la predisposizione dei Piani e per l'analisi costi-benefici degli interventi.

Il Piano di Snam Rete Gas, coerentemente con il dettato normativo, contiene la descrizione di tutte le misure per lo sviluppo del sistema, riporta le motivazioni alla base delle scelte pianificatorie, fornisce un'analisi costi-benefici e inquadra i progetti nel contesto degli altri sviluppi europei.

## DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA

La domanda di gas in Italia nel 2017<sup>2</sup> è stata pari a 75,2 miliardi di metri cubi, in crescita di circa 4,2 miliardi di metri cubi (+6,0%) rispetto al 2016, grazie al contributo positivo di tutti i settori. Circa metà dell'incremento è attribuibile al settore termoelettrico, con una variazione positiva dei consumi di gas

---

<sup>1</sup> Con Segnalazione 10 novembre 2016 n. 648/2016/I/com l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha segnalato al Parlamento e al Governo la necessità di apportare modifiche all'articolo 16, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, affinché sia previsto che il Piano decennale di sviluppo della Rete di trasporto del gas naturale sia predisposto con frequenza biennale, in luogo di quella annuale attualmente prevista.

<sup>2</sup> I volumi di gas sono espressi in Standard metri cubi (Smc) con Potere Calorifico Superiore (PCS) convenzionalmente pari a 38,1 MJ/Smc ovvero 10,57275 kWh/Smc, nelle tabelle successive, per semplicità, viene rappresentato 10,6 kWh/Smc. Il dato elementare è misurato in energia (MJ) ed è ottenuto moltiplicando i metri cubi fisici per il relativo potere calorifico.



di circa 1,9 miliardi di metri cubi. In crescita anche il settore industriale con un incremento di 1,2 miliardi di metri cubi, e residenziale e terziario con un incremento di 0,6 miliardi di metri cubi.

La tabella sottostante riporta la segmentazione settoriale della domanda gas in Italia (i dati del 2015 e 2016 sono allineati all'ultima versione disponibile del Bilancio Energetico Nazionale pubblicato dal MiSE).

TABELLA 1: DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2015	2016	2017	Var. ass 2017 vs 2016	Var% 2017 vs 2016
RESIDENZIALE E TERZIARIO	28,97	28,86	29,49	0,62	2,2%
TERMOELETTRICO	20,62	23,43	25,36	1,93	8,2%
INDUSTRIA	14,01	14,54	15,74	1,20	8,3%
ALTRI SETTORI (*)	1,97	2,05	2,06	0,01	0,7%
CONSUMI E PERDITE	1,96	2,03	2,50	0,47	23,0%
TOTALE DOMANDA	67,52	70,91	75,15	4,24	6,0%
(*) Comprende i consumi dei settori Agricoltura e Pesca, Sintesi Chimica e Autotrazione e Bunkeraggi					

L'offerta di gas naturale in Italia nel 2017 è stata pari a 75,2 miliardi di metri cubi, in aumento di circa 4,2 miliardi di metri cubi (+6,0%) rispetto al 2016. Le importazioni di gas naturale nel 2017 sono state pari a 69,4 miliardi di metri cubi, rappresentando circa il 92% dell'offerta totale e con un incremento del fabbisogno da importazione rispetto all'anno precedente del 7% circa, pari in valore assoluto a 4,3 miliardi di metri cubi. L'incremento dell'import ha contribuito a compensare la riduzione della produzione nazionale che nel 2017 ha registrato un volume totale pari a 5,2 miliardi di metri cubi con decremento del 6%, circa 0,3 miliardi di metri cubi in valore assoluto.

TABELLA 2: OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2015	2016	2017	Var. ass 2017 vs 2016	Var% 2017 vs 2016
IMPORTAZIONI	60,82	65,07	69,35	4,28	6,6%
PRODUZIONE NAZIONALE (*)	6,43	5,57	5,24	-0,33	-5,9%
SALDO NETTO PRELIEVI/IMMISSIONI STOCCAGGIO (**)	-0,31	-0,2	0,2	0,4	-212,7%
TOTALE DISPONIBILITA' DI GAS NATURALE	<b>66,94</b>	<b>70,44</b>	<b>74,81</b>	<b>4,38</b>	<b>6,2%</b>
ESPORTAZIONI (***)	-0,27	-0,26	-0,32	-0,06	22,6%
GAS IMMESSO SU RETE REGIONALE DI ALTRI OPERATORI	0,05	0,04	0,03	-0,01	-19,0%
ALTRI CONSUMI (****)	0,80	0,71	0,63	-0,08	-10,7%
TOTALE OFFERTA ITALIA	<b>67,52</b>	<b>70,91</b>	<b>75,15</b>	<b>4,24</b>	<b>6,0%</b>

(\*) Dato al netto degli autoconsumi di gas dei pozzi

(\*\*) Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione

(\*\*\*) Include i transiti e le esportazioni verso la Repubblica di San Marino

(\*\*\*\*) Comprende i consumi dei terminali di GNL, i consumi delle centrali di compressione per stoccaggio e delle centrali per il trattamento della produzione

Gli scenari previsionali di domanda e offerta gas sono sviluppati, per il piano decennale di sviluppo, da Snam tenendo conto degli indirizzi di politica energetica ed ambientale previsti a livello italiano (Strategia Energetica Nazionale del 2017), europeo e mondiale. Ne risulta che le previsioni alla base del piano siano sostanzialmente conformi a quelle presentate nel piano di sviluppo della rete a livello europeo, a meno degli indirizzi contenuti nella SEN (ad esempio il coal phase-out al 2025). Di seguito vengono indicati i criteri alla base degli scenari utilizzati.

Lo scenario si fonda su una ripresa del quadro macroeconomico e della domanda elettrica già dal 2017, con una crescita attesa del PIL pari allo 0,9% sul periodo 2017-2035. La domanda di gas in Italia rimane al di sopra dei 70 miliardi di metri cubi fino al 2030, assumendo poi al 2035 un valore pari a 69 miliardi di metri cubi.

All'interno di questo scenario uno degli elementi più rilevanti che gioca un ruolo prioritario nel raggiungimento dei target di sostenibilità è il biometano, sia per l'uso nei trasporti, ma anche nella generazione elettrica. Nello scenario utilizzato nel presente Piano si considera uno sviluppo della produzione di biometano fino a circa 2,5 miliardi di metri cubi al 2035 destinati all'utilizzo come biocarburante nei trasporti, contribuendo a soddisfare gli obblighi europei di consumo di biocarburanti sostenibili nel settore dei trasporti.

La tabella sottostante riporta il dettaglio dei consumi annuali attesi per segmento di mercato.

TABELLA 3: PROIEZIONE DOMANDA DI GAS NATURALE E BIOMETANO IN ITALIA

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2017	2022	2027	2030	2035	VAR. %	VAR. %
						media annua 2017-2027	media annua 2017-2035
RESIDENZIALE E TERZIARIO	29,5	27,8	26,2	24,9	22,4	-1,2%	-1,5%
TERMOELETTRICO	25,4	22,9	24,8	21,3	21,2	-0,2%	-1,0%
INDUSTRIA	15,7	16,4	16,0	15,6	14,9	0,2%	-0,3%
ALTRI SETTORI (*)	2,1	2,4	4,7	6,9	8,1	8,5%	7,9%
CONSUMI E PERDITE	2,5	2,4	2,5	2,4	2,3	0,1%	-0,5%
<b>TOTALE DOMANDA</b>	<b>75,2</b>	<b>71,9</b>	<b>74,3</b>	<b>70,9</b>	<b>68,9</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-0,5%</b>

(\*) Comprende i consumi dei settori Agricoltura e Pesca, Sintesi Chimica e Autotrazione

In uno scenario di decarbonizzazione più sfidante, come in discussione a livello europeo all'interno del Piano Energia e Clima che prevede un target di rinnovabili (32,5%), efficienza energetica (32%) e riduzione delle emissioni (-40%) a livello comunitario al 2030, il biometano può giocare un ruolo ancora più rilevante, con una produzione potenziale per l'Italia di 9 miliardi di metri cubi al 2035. Infatti, il biometano è una fonte rinnovabile programmabile che può essere vettoriata attraverso la rete di trasporto gas, immagazzinata negli impianti di stoccaggio e usata sia per usi civili e trasporto, ma anche nella generazione elettrica, contribuendo in maniera decisiva alla progressiva decarbonizzazione del mix di generazione elettrico e all'ottimizzazione dei costi di integrazione (reti e batterie) che il sistema dovrà sostenere per accogliere ed integrare le fonti rinnovabili. In questo contesto legislativo, l'Italia e gli altri stati membri dell'Europa sono chiamati a elaborare e formalizzare entro il 2019 un nuovo Piano Clima Energia Nazionale.

Le importazioni di gas continueranno ad essere la fonte primaria di copertura della domanda e, insieme all'incremento della produzione nazionale trainata dal biometano, contribuiranno al

crescente ruolo di transito del sistema gas italiano, promosso dai progetti di sviluppo delle infrastrutture di importazione e di esportazione sulla rete.

TABELLA 4: PROIEZIONE OFFERTA DI GAS NATURALE E BIOMETANO IN ITALIA

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2017	2022	2027	2030	2035	VAR. %	VAR. %
						media annua 2017-2027	media annua 2017-2035
IMPORTAZIONI	69,3	67,5	73,5	69,9	68,3	0,60%	-0,10%
PRODUZIONE NAZIONALE	5,2	6,47	5,85	6,08	5,77	1,10%	0,50%
ESPORTAZIONI	-0,3	-2,11	-5,11	-5,11	-5,11	31,70%	16,50%
TOTALE OFFERTA*	74,3	71,9	74,3	70,9	68,9	0,00%	-0,40%

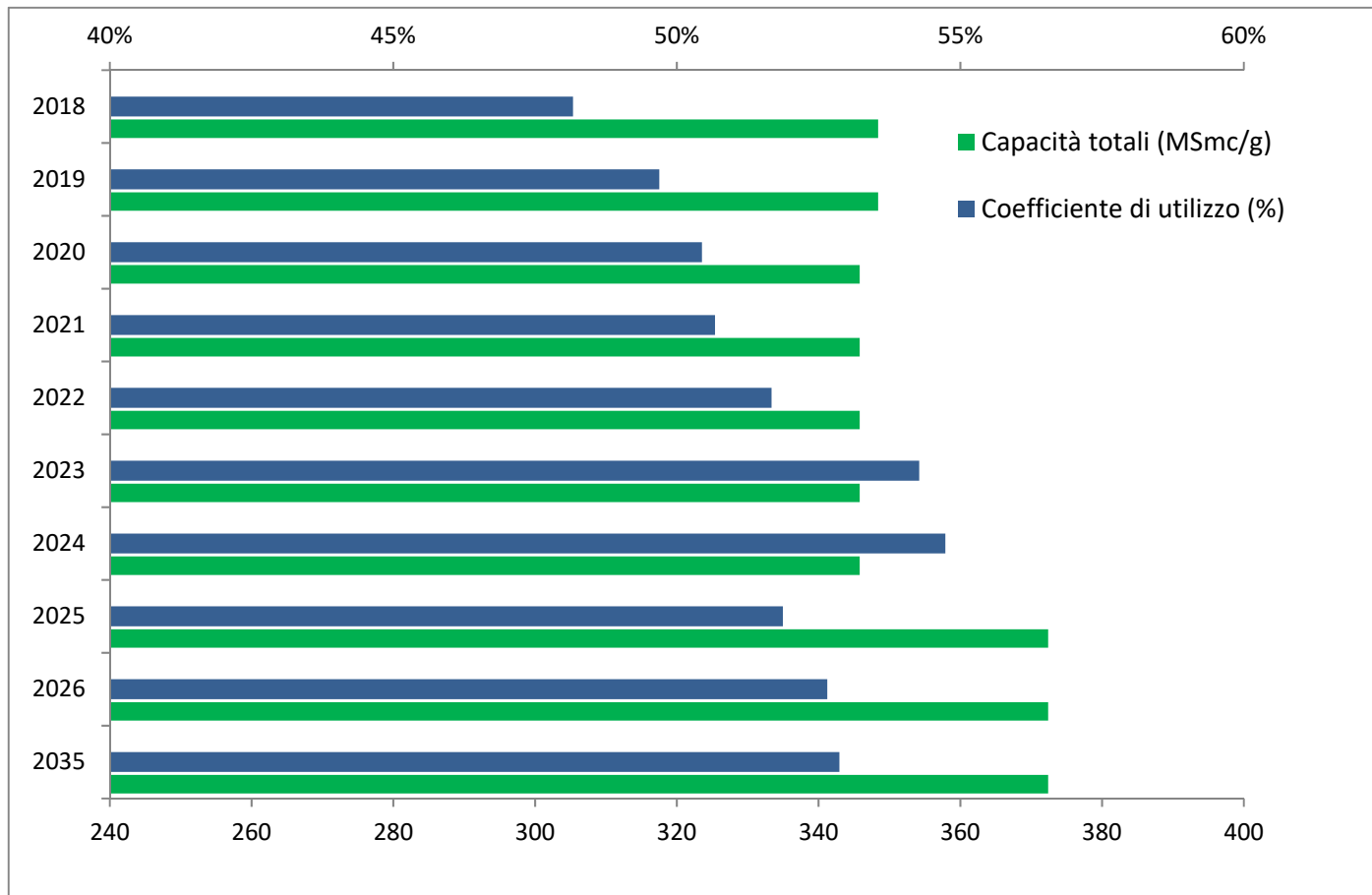
(\*) Non comprende la variazione delle scorte

Lo sviluppo delle capacità di trasporto nel periodo decennale programmato da Snam Rete Gas consente la copertura della domanda di gas naturale in Italia e dell'esportazione prevista. In particolare si considera l'ipotesi che a partire dal 2019 inizi l'esportazione di gas dai punti di uscita verso nord con volumi crescenti in esportazione fino a circa 5 miliardi di metri cubi entro il 2023.

Il grafico sottostante offre una visione a tendere della capacità di trasporto e del coefficiente di utilizzo sul periodo 2018-2035, in particolare:

- la capacità totale rappresenta la capacità di trasporto continua dei punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, incluse le nuove capacità di trasporto;
- il coefficiente di utilizzo rappresenta il rapporto tra il fabbisogno da importazione (che include oltre ai fabbisogni destinati alla domanda anche quelli destinati all'esportazione) e la capacità totale.

FIGURA 1: COPERTURA ANNUALE DELLA DOMANDA 2018 - 2035



## INFRASTRUTTURE DEL GAS IN ITALIA ED EUROPA

Al 30 settembre 2018 la rete nazionale di gasdotti di Snam Rete Gas si estende per 9.668 chilometri. la rete di trasporto regionale si estende invece per 22.918 chilometri.

TABELLA 5: LUNGHEZZA DELLA RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS

DATI IN CHILOMETRI	2016	2017	2018 (*)	Var. ass. 2018 vs 2017	Var. % 2018 vs 2017
RETE NAZIONALE	9.590	9.620	9.668	48	0,5%
RETE REGIONALE	22.918	22.880	22.918	38	0,2%
TOTALE	32.508	32.500	32.586	86	0,3%

(\*) situazione al 30 settembre 2018

Fanno parte del sistema gas 13 impianti di compressione con una potenza installata, al 1 ottobre 2018, di 961 MW.

Il sistema di trasporto:

- alimenta più di 7.000 punti di riconsegna suddivisi tra reti di distribuzione cittadine, utenze industriali e termoelettriche;
- alimenta, in corrispondenza di circa 30 punti di interconnessione, le reti di trasporto nazionali e regionali che fanno capo ad altre Società di trasporto operanti sul territorio italiano;
- è collegato anche agli impianti di produzione nazionale, in corrispondenza di circa 50 punti di ingresso;
- è collegato ai campi di stoccaggio che, da un lato, costituiscono la maggiore fonte di flessibilità per il sistema e, dall'altro, consentono di aumentare il margine di sicurezza in un mercato fortemente dipendente dalle importazioni.

Lo spazio disponibile presso i siti di stoccaggio in Italia per l'Anno Termico 2018/2019 è stato di circa 17,6 miliardi di metri cubi. Tale spazio comprende circa 4,6 miliardi di metri cubi di riserva strategica, il cui valore è definito dal MiSE per far fronte a possibili emergenze gas.

In Italia sono inoltre presenti tre terminali di GNL collegati alla rete nazionale:

- il terminale GNL Italia di Panigaglia, con una capacità di 3,5 miliardi di metri cubi/anno;
- il terminale off-shore Adriatic LNG di Rovigo, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno;
- il terminale off-shore OLT di Livorno, con una capacità di 3,75 miliardi di metri cubi/anno.

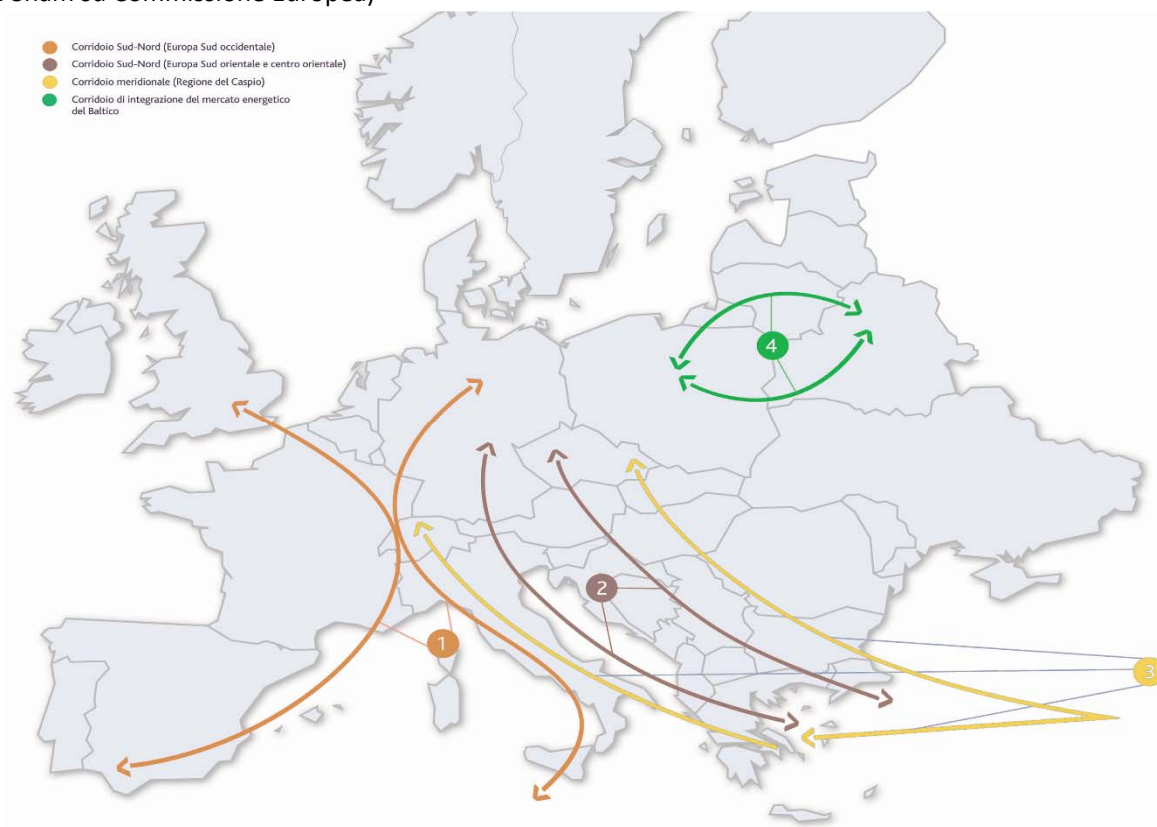
Il MiSE ha inoltre già autorizzato la costruzione di altri tre terminali di GNL, a Falconara Marittima (Api Nòva Energia, con una capacità di 4 miliardi di metri cubi), a Gioia Tauro (LNG MedGas Terminal, con una capacità di 12 miliardi di metri cubi/anno) ed a Porto Empedocle (Nuove Energie, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno e già autorizzato dalla Regione Siciliana).

Il Regolamento 2013/347/UE del Parlamento europeo e del Consiglio contiene le linee guida in materia di infrastrutture energetiche transeuropee. Il regolamento individua quattro corridoi gas prioritari:

1. Interconnessione Sud-Nord in Europa Occidentale (“NSI West Gas”);
2. Interconnessione Sud-Nord in Europa Centro-Orientale e Sud-Orientale (“NSI East Gas”);
3. Corridoio Sud (“Southern Gas Corridor - SGC”);
4. Piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico (“BEMIP Gas”).

FIGURA 2: PRIORITÀ EUROPEE DI INFRASTRUTTURE DEL GAS NATURALE

(Fonte: Snam su Commissione Europea)



Il Regolamento 2013/347/UE ha inoltre definito la formazione di un gruppo di collaborazione regionale per ciascun corridoio. L'Italia è coinvolta in tre Gruppi regionali (NSI West Gas, NSI East Gas e SGC). Il Regolamento individua altresì i Progetti di Interesse Comune (PIC). I PIC, per il settore gas, sono identificati come quei progetti prioritari per l'effettiva realizzazione di un mercato unico europeo, che come tali possono beneficiare di procedure di autorizzazione rese più efficienti ed accelerate e di un trattamento regolatorio più favorevole. Tali progetti hanno inoltre la possibilità di accedere a finanziamenti agevolati europei.

Tra i PIC che riguardano l'Italia si evidenziano il progetto “Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri” (PIC n° 5.11) ed il “Potenziamento per nuove importazioni da Sud (Linea Adriatica)” (PIC n° 7.3.4). Tutti i PIC devono essere inclusi nel piano europeo di sviluppo della rete elaborato da ENTSG, che costituisce un riferimento anche per il piano nazionale.

## PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE

Snam Rete Gas ha elaborato un piano di sviluppo della propria rete di trasporto, che riporta le infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco dei prossimi dieci anni in coerenza con l'evoluzione del mercato e che coglie gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti, integrazione tra mercati a livello europeo e di sviluppo della liquidità del mercato italiano del gas. I progetti più significativi del piano sono la realizzazione dell'interconnessione al metanodotto TAP, la realizzazione della nuova "Linea Adriatica" e la metanizzazione della Sardegna. Il primo è finalizzato a creare un nuovo punto di interconnessione a Melendugno con il gasdotto TAP per l'importazione di gas proveniente dall'Azerbaijan; il secondo risulta funzionale a incrementare la capacità di importazione dal Sud Italia; la metanizzazione della Regione Sardegna è volta a garantire l'alimentazione del nuovo mercato con flessibilità e sicurezza.

Il Piano prevede anche progetti di potenziamento della rete di trasporto ad oggi in fase di studio finalizzati a potenziare la rete sulle direttrici da Sud e da Nord Est. I progetti sono funzionali a possibili nuove fonti di approvvigionamento tramite metanodotti dall'estero e terminali di GNL. L'avvio delle fasi realizzative dei progetti di nuova capacità dei punti di entrata è comunque subordinato all'assunzione degli impegni contrattuali di utilizzo delle capacità di trasporto, secondo le procedure regolate di accesso alla rete di trasporto indicate nel codice di rete di Snam Rete Gas. Gli sviluppi previsti da Snam Rete Gas, a meno degli specifici collegamenti iniziali alla rete, non sono necessariamente legati a determinati progetti di importazione. I progetti in corso sono infatti finalizzati a predisporre lo sviluppo di capacità per trasportare nuovi flussi di gas provenienti sia da Sud che da Nord-Est.

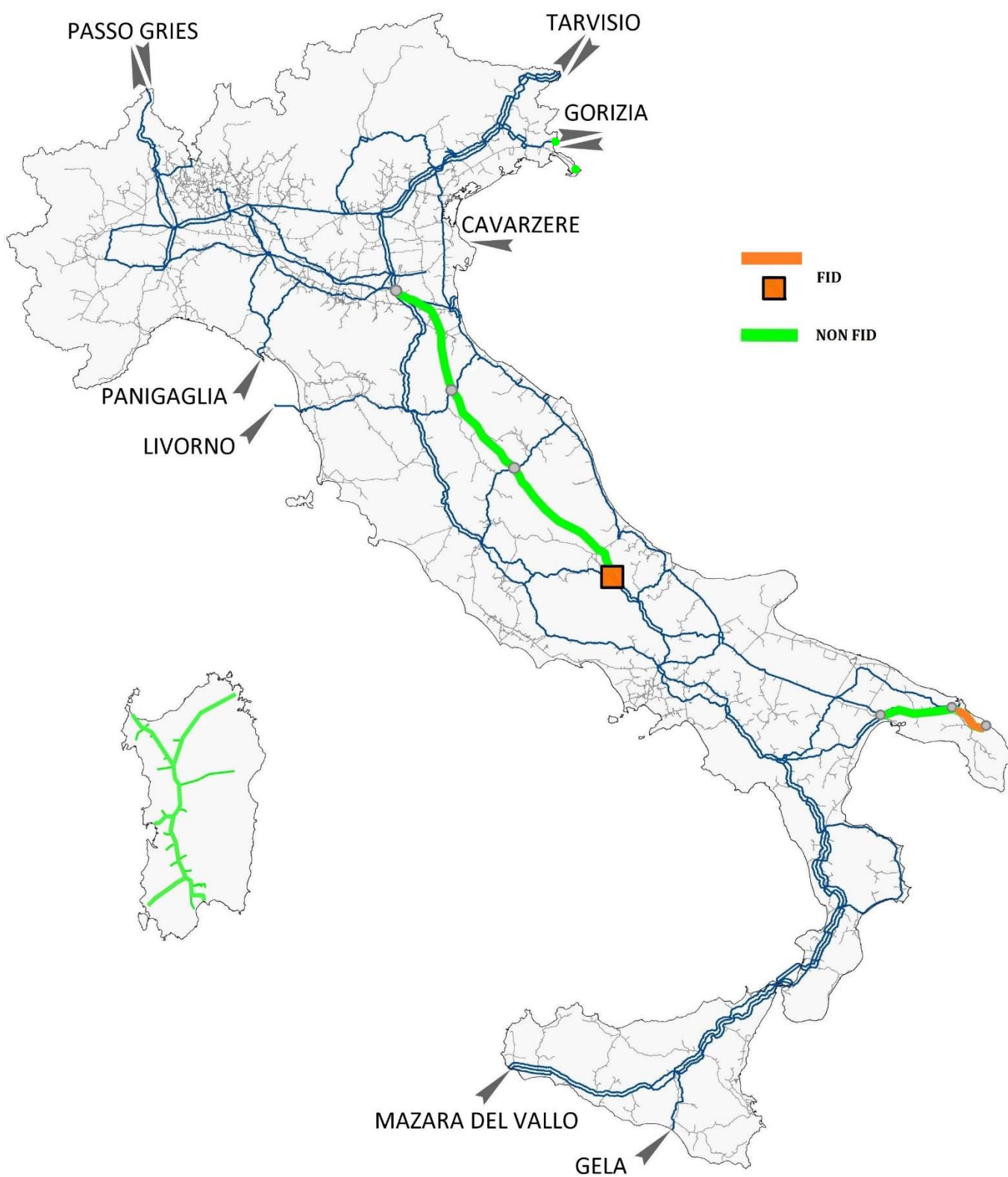
Il piano riporta inoltre la descrizione dei principali progetti di sviluppo della rete regionale.

Fra i progetti di rete regionale sono inoltre da citare gli investimenti relativi alla realizzazione degli allacciamenti di nuove produzioni di biometano.

Nell'allegato 5 del piano viene riportata la lista completa dei progetti inclusi nel piano decennale di sviluppo della rete di trasporto.



FIGURA 3: PRINCIPALI PROGETTI DI RETE NAZIONALE NELL'ARCO TEMPORALE DEL PIANO



I principali progetti di sviluppo della capacità di trasporto sono riportati nelle tabelle seguenti con dettaglio relativo al periodo di entrata in esercizio e alla decisione finale di investimento.

In particolare l'“Interconnessione TAP” risulta prioritario nell’ottica di incrementare la sicurezza di approvvigionamento del sistema italiano, la concorrenza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e in funzione degli impegni contrattuali assunti con gli shippers. Il progetto di metanizzazione della Sardegna risulta prioritario per consentire di attuare il Piano Energetico-Ambientale della Regione Sardegna, che prevede un crescente utilizzo del metano nei settori industriale, terziario, residenziale e dei trasporti al fine di riequilibrare il mix delle fonti energetiche e di riallineare la configurazione a quella del resto dell’Italia e dell’Europa in termini di economicità e sostenibilità, nonché di garantire la sicurezza energetica dell’isola.

Si dà evidenza che nel corso del 2018 sono state completate le attività relative alla realizzazione del progetto “Supporto al mercato nord ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri” che aveva come obiettivo la flessibilità e la sicurezza di alimentazione del mercato nell’area Nord Occidentale del Paese e la creazione di capacità di esportazione presso i punti di interconnessione di Tarvisio e di Passo Gries.

TABELLA 6: PRINCIPALI PROGETTI DI SVILUPPO

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO
INTERCONNESSIONE TAP	2020	SI
METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA	2021/2025	NO

TABELLA 7: ULTERIORI PROGETTI DI SVILUPPO

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO
INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA	2023	NO
POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA	2024	NO
POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD (“LINEA ADRIATICA”)	2026	NO
MET. MATAGIOLA-MASSAFRA	2026	NO
POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST	FUORI PIANO	NO
ULTERIORI POTENZIAMENTI SUD	FUORI PIANO	NO

I principali progetti di rete regionale previsti nel presente piano (a parte quelli programmati nell’ambito del già citato progetto di metanizzazione della Sardegna), sono ubicati nell’area della Lombardia, della Campania e della Calabria. In particolare in Calabria sono previsti progetti di estensione della rete nell’ambito del programma di metanizzazione della regione.

Ai fini del presente Piano, in attesa della definizione dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), si è fatto riferimento alle disposizioni di cui all’articolo 7 della deliberazione 468/2018/R/gas. Ove possibile, compatibilmente alle tempistiche di predisposizione del



Piano, sono stati anche considerati i requisiti redazionali e metodologici minimi definiti dall'Autorità nella stessa deliberazione.

In generale, i progetti sulla rete di trasporto previsti nel Piano assicurano dei benefici per il sistema gas relativamente alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla competitività e all'integrazione tra mercati.

Inoltre l'analisi costi-benefici, svolta anche sotto il punto di vista economico, supporta la sostenibilità sociale dei progetti presentati.

## OBIETTIVI E PERIMETRO DEL PIANO

### OBIETTIVI DEL DOCUMENTO

Il presente documento descrive il piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale di Snam Rete Gas, in linea con quanto disposto dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n.93, così come modificato dalla legge 115 del 29 luglio 2015. Inoltre, in attesa della definizione dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici, si è fatto riferimento alle disposizioni di cui all'articolo 7 della deliberazione 468/2018/R/gas. Ove possibile, compatibilmente alle tempistiche di predisposizione del Piano, sono stati anche considerati i requisiti redazionali e metodologici minimi definiti dall'Autorità nella stessa deliberazione.

Il documento fornisce gli elementi di inquadramento legislativo, regolatorio ed economico del piano decennale, gli scenari di evoluzione della domanda e dell'offerta di gas naturale ed il piano di sviluppo di Snam Rete Gas. Il documento identifica inoltre i criteri per la formazione del piano decennale di sviluppo della rete e le motivazioni alla base delle scelte di pianificazione operate. Il presente piano decennale di sviluppo della rete è stato elaborato in continuità con i piani di sviluppo prodotti da Snam Rete Gas negli anni precedenti e comunicati alle istituzioni e ai soggetti interessati, secondo le prescrizioni del contesto legislativo e regolatorio, dando evidenza di possibili ulteriori aree di intervento rispetto a quanto già definito sulla base degli investimenti attualmente approvati dalla Società.

### PERIMETRO DEL PIANO

Il presente Piano include, anche sulla base delle indicazioni ricevute dagli altri operatori di rete nazionale o estera nonché dai proponenti di progetti legati a nuovi punti di interconnessione, via gasdotto o attraverso terminali GNL, i progetti di rete di trasporto nazionale e regionale di proprietà di Snam Rete Gas, la cui realizzazione è pianificata nel periodo temporale compreso tra l'anno 2018 e l'anno 2027, tenuto conto dei criteri di formazione del piano di cui al successivo capitolo. Il piano contiene inoltre la descrizione qualitativa di alcuni progetti rilevanti la cui realizzazione non è ancora stata definita, ma le cui attività di ingegneria e acquisizione dei permessi ricadono all'interno del periodo di piano. Sono esclusi dal piano i potenziamenti e gli sviluppi non afferenti la rete di proprietà Snam Rete Gas, sia che essi riguardino il contesto nazionale che quello internazionale. L'effettiva realizzabilità delle infrastrutture incluse nel perimetro del presente piano è comunque soggetta alla relativa decisione d'investimento di Snam Rete Gas e al contesto regolatorio e contrattuale ad essa applicabile. Sulla base dei requisiti normativi previsti, il piano viene aggiornato annualmente.

### COORDINAMENTO CON SOGGETTI TERZI

Snam Rete Gas effettua ogni anno il coordinamento con tutti i soggetti che fattivamente o potenzialmente operano infrastrutture interconnesse con la rete dei propri gasdotti. Di seguito vengono raccolte le forme di coordinamento adottate con i diversi soggetti al fine di individuare possibili sinergie. Si segnala comunque che nell'individuazione dei progetti inclusi nel presente piano non si è avuta evidenza di eventuali interventi di sviluppo infrastrutturali con analoghe finalità proposti da parte di altri soggetti.

## **Gestori nazionali di reti di trasporto gas**

Oltre a Snam Rete Gas l'attività di trasporto del gas naturale è svolta in Italia da altre otto imprese. La delibera 468/2018/R/GAS prevede che tali imprese inviino il Piano decennale a Snam Rete Gas oltre che ad ARERA entro la scadenza definita. Snam Rete Gas elabora un documento di coordinamento contenente tutti gli interventi contenuti nei piani che viene inviato ad ARERA e agli altri gestori entro 15 giorni dalla data di presentazione dei Piani. I trasportatori terzi hanno conseguentemente 7 giorni di tempo per formulare eventuali osservazioni su tale documento, trascorsi i quali l'ARERA lo pubblica congiuntamente ai piani decennale di tutti i gestori.

## **Gestori di reti di trasporto gas appartenenti all'Unione Europea**

Il regolamento EU 984/2013 della Commissione Europea, che istituisce un codice di rete relativo ai meccanismi di assegnazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas ("Codice CAM"), prevede all'articolo 6 che gli operatori interconnessi condividano un metodo per allineare le capacità correlate allo stesso punto di interconnessione. Il metodo deve garantire una approfondita analisi delle capacità offerte al fine di massimizzare la capacità offerta sul punto. Snam Rete Gas e gli operatori europei interconnessi hanno determinato una metodologia che prevede, tra l'altro, l'obbligo di scambiarsi le informazioni relativamente alle future evoluzioni della capacità sui punti di interconnessione coinvolti a seguito di progetti di sviluppo, con particolare riferimento a quanto previsto all'interno del piano decennale di sviluppo della rete a livello Europeo. Di conseguenza annualmente vengono svolte riunioni di coordinamento e scambi documentali, contestualmente al processo di definizione delle capacità di trasporto. I dati derivanti da tale coordinamento vengono utilizzati anche ai fini della redazione del Piano decennale di Snam Rete Gas.

## **Gestori di reti di trasporto gas al di fuori dell'Unione Europea**

Per quanto riguarda il punto di Passo Gries il coordinamento è garantito dalle riunioni periodiche che Snam Rete Gas svolge al fine di creare sinergie con i propri investimenti e condividere tempistiche e modalità dell'entrata in esercizio dei progetti di sviluppo relativi al punto.

Per quanto riguarda invece i punti di Mazara del Vallo e Gela il coordinamento è garantito da quanto previsto dagli Interconnection Point Agreement stipulati fra Snam Rete Gas e i gestori esteri interconnessi su tali punti.

## **Altri soggetti interessati**

Snam Rete Gas effettua ogni anno la richiesta di informazioni e dati ai soggetti interessati al fine di raccogliere e aggiornare i dati da essi trasmessi. Le Schede progetto raccolte nel 2017 sono riepilogate in Allegato 4.

## CRITERI DI FORMAZIONE DEL PIANO DECENNALE

Snam, che detiene il 100% delle azioni di Snam Rete Gas, ed è quotata alla Borsa di Milano, persegue un modello di crescita finalizzato alla creazione di valore attraverso investimenti che realizzino una crescita sostenibile, caratterizzata da efficienza operativa e finanziaria, garantendo flessibilità di trasporto e sicurezza degli approvvigionamenti. Il piano di sviluppo decennale della rete di Snam Rete Gas considera la creazione di valore sostenibile per gli azionisti e per la comunità una parte integrante del proprio modello di business. Il piano decennale riporta tutti i progetti di sviluppo relativi alle infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco temporale del piano, la cui lista completa è riportata nell'Allegato 5.

Per quanto riguarda la rete nazionale dei gasdotti, le decisioni alla base del piano decennale di sviluppo della rete si fondano su una serie di criteri e di considerazioni che Snam Rete Gas valuta in modo equilibrato e complessivo. Uno dei criteri di formazione del piano decennale è costituito dalla conformità al quadro legislativo europeo e nazionale e al quadro regolatorio fissato da ARERA. Snam Rete Gas recepisce nel proprio piano gli sviluppi specifici di capacità qualora previsti dalla disciplina. È questo, ad esempio, il caso riguardante la capacità bidirezionale prevista dal regolamento (CE) n. 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 e dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n.93. Un ulteriore criterio utilizzato da Snam Rete Gas nel processo di elaborazione del piano è costituito dalla congruenza con la Strategia Energetica Nazionale ("SEN") e con il piano decennale di ENTSOG. La SEN, in particolare, fornisce indicazioni circa lo sviluppo di capacità per l'importazione di gas dall'area del Caspio oltreché lo sviluppo di capacità di controflusso. Il piano decennale di Snam Rete Gas tiene inoltre in considerazione i pertinenti Progetti di Interesse Comune (PIC). Gli sviluppi di capacità previsti nel piano di Snam Rete Gas sono inoltre adeguati agli scenari decennali relativi allo sviluppo del mercato del gas naturale (requisito richiesto tra l'altro all'articolo 1 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93). Il coordinamento con i soggetti terzi e le Schede progetto pervenute nell'ambito della procedura di raccolta delle informazioni per l'elaborazione del piano decennale, di cui al precedente paragrafo, costituiscono ulteriori elementi di riferimento per il processo di formazione del piano di sviluppo decennale, così come le richieste di allacciamento di nuovi punti di consegna/riconsegna, gli esiti di eventuali procedure di Open Season e le informazioni raccolte durante gli incontri di coordinamento con gli operatori infrastrutturali nazionali ed esteri. Le informazioni circa i tempi e le capacità contenute nelle Schede progetto o condivise durante il coordinamento con i terzi, sono utilizzate nel quadro della coerenza complessiva dei progetti di sviluppo. Per quanto riguarda in particolare alcuni PIC e alcune Schede progetto, riveste particolare importanza, per il loro recepimento nel piano di Snam Rete Gas, la coerenza tra lo stato di avanzamento e il periodo coperto dal piano.

Per quanto riguarda la rete regionale gli interventi pianificati riguardano:

1. la creazione di nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio - lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati in una determinata area;
2. il potenziamento (e/o estensione, nel caso di un nuovo bacino d'utenza) della rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

## PROCESSO DI ELABORAZIONE DEL PIANO DECENNALE

Snam Rete Gas, successivamente alla fase di raccolta dati, elabora e trasmette all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e al Ministero dello Sviluppo Economico, il piano decennale contenente le motivazioni alla base delle scelte operate rispetto ai progetti proposti e alle informazioni ricevute. L'ARERA, ricevuto il piano, secondo quanto previsto dall'articolo 16 del D.Lgs 93 dell'11 giugno 2011 e s.m.i., dalla delibera 351/2016/R/gas e dalla delibera 468/2018/R/GAS lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete effettivi o potenziali secondo modalità aperte e trasparenti e rende pubblici i risultati della consultazione.

## STRUTTURA DEL DOCUMENTO

Il documento di piano, oltre alla sezione di Executive Summary, è strutturato come segue.

Il presente capitolo ("Obiettivi e perimetro del piano") richiama gli obiettivi del piano decennale di sviluppo e ne circoscrive il perimetro. Riporta inoltre i criteri utilizzati per la valutazione dei progetti di sviluppo.

Il secondo capitolo ("Quadro legislativo") descrive i provvedimenti, europei e nazionali, che prevedono l'obbligo di elaborazione del piano decennale di sviluppo della rete e ne disciplinano le modalità di predisposizione. Il capitolo descrive anche tutti i riferimenti legislativi comunque utili alla definizione del piano.

Il terzo capitolo ("Domanda e offerta di gas in Italia") delinea gli scenari di evoluzione della domanda e offerta di gas naturale in Italia elaborati da Snam Rete Gas e descrive l'andamento della capacità di trasporto prevista per i prossimi dieci anni. Nello stesso capitolo vengono riportati i dati relativi all'utilizzo della rete.

Il quarto capitolo ("Infrastrutture del gas in Italia e in Europa") presenta la descrizione di dettaglio delle caratteristiche della rete di trasporto del gas naturale in Italia e delle aree in cui la stessa è funzionalmente articolata. Vengono inoltre individuate le criticità e le congestioni presenti e attese. Nello stesso capitolo vengono inoltre presentate le altre infrastrutture di rilevanza nazionale, come gli stoccaggi e i rigassificatori, compresi gli sviluppi attesi sulla base di informazioni disponibili pubblicamente al momento dell'elaborazione del piano. Il capitolo presenta inoltre i progetti di sviluppo infrastrutturale definiti dalla Commissione Europea, di raccordo con i piani di sviluppo nazionali.

Il quinto capitolo ("Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di Snam Rete Gas") è la sezione distintiva del documento e descrive i progetti di sviluppo del piano di Snam Rete Gas. Il capitolo riporta i progetti previsti o ipotizzati nel decennio, evidenziando quelli la cui realizzazione è prevista nel prossimo triennio, l'analisi costi/benefici e l'indicazione delle fonti delle risorse per il piano di finanziamento.

Da ultimo, gli allegati riportano i criteri utilizzati per la stima dell'evoluzione della domanda e offerta di gas naturale (Allegato 1), per il calcolo della capacità di trasporto (Allegato 2) e per l'analisi costi/benefici (Allegato 3). La sezione contiene inoltre la sintesi delle Schede progetto ricevute,

nell'ambito della procedura di elaborazione del piano, da parte dei soggetti interessati a nuovi progetti di sviluppo (Allegato 4), l'elenco dei progetti di sviluppo di Snam Rete Gas (Allegato 5) e le schede degli interventi che includono gli elementi informativi e la rappresentazione degli esiti dell'analisi costi-benefici (Allegato 6).

## QUADRO LEGISLATIVO E REGOLATORIO

### RIFERIMENTI LEGISLATIVI E REGOLATORI EUROPEI

La normativa di riferimento in ambito europeo è contenuta nei seguenti provvedimenti:

- direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa a norme comuni per il mercato del gas naturale; regolamento (CE) n. 715/2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale;
- regolamento (UE) n. 2017/1938, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento UE n. 994/2010;
- regolamento (CE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee.

#### **Direttiva N. 2009/73/Ce del Parlamento Europeo e del Consiglio**

La direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009 stabilisce norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale. Essa definisce le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore del gas naturale, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale nonché la gestione dei sistemi. L'articolo 9 della direttiva dispone che gli Stati membri provvedono affinché, a decorrere dal 3 marzo 2012, ciascuna impresa proprietaria di un sistema di trasporto agisca in qualità di gestore del sistema di trasporto. Ai sensi dell'articolo 22 della direttiva rubricato "sviluppo della rete e ai poteri decisionali in materia di investimenti", e alla luce della normativa italiana di attuazione, i gestori dei sistemi di trasporto trasmettano annualmente all'autorità di regolamentazione, previa consultazione di tutti i soggetti interessati, un piano decennale di sviluppo della rete basato sulla domanda e sull'offerta esistenti e previste.

Il piano (i) indica le principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco dei dieci anni successivi, (ii) contiene tutti gli investimenti già decisi e individua i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e (iii) prevede uno scadenziario per tutti i progetti di investimento. L'autorità di regolamentazione consulta tutti gli utenti, attuali e potenziali, del sistema sul piano decennale di sviluppo della rete. L'autorità di regolamentazione inoltre valuta se il piano decennale contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva e se esso sia coerente con il Piano decennale di sviluppo della Rete Europea di Gestori di Sistemi di Trasporto del Gas (REGST del gas o ENTSOG).

L'autorità di regolamentazione infine controlla e valuta l'attuazione del piano decennale di sviluppo della rete.

#### **Regolamento N. 715/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio**

Il regolamento (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (e successive modifiche ed integrazioni), relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale, ha previsto la costituzione di ENTSOG e ha stabilito che la stessa adotti ogni due anni un piano di sviluppo della rete decennale ("TYNDP") non vincolante a livello europeo, che descriva anche le prospettive europee sull'adeguatezza dell'approvvigionamento.

Il piano di sviluppo della rete a livello comunitario si basa sui piani di investimento nazionali, tenendo conto dei piani di investimento regionali ("GRIP") e degli orientamenti per le infrastrutture

energetiche trans-europee, ovvero dei cosiddetti Progetti di Interesse Comune ("PIC"). L'Allegato del regolamento (CE) n. 715/2009 fornisce disposizioni in materia di gestione della congestione contrattuale e prevede l'introduzione di forme di assegnazione dell'eventuale capacità supplementare resasi disponibile per effetto dell'applicazione di una delle procedure di gestione delle congestioni, tra cui il sistema di over-subscription e buy-back. Il sistema stabilisce una nuova relazione tra capacità tecnica e capacità commerciale con possibili implicazioni sulla valutazione degli investimenti di sviluppo della rete futuri.

### **Regolamento (Ue) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio**

Il regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 concerne misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e abroga il regolamento 994/2010. L'articolo 5, comma 1, prevede che Stati membri adottino le misure necessarie affinché, nel caso di un guasto della principale infrastruttura del gas, la capacità delle infrastrutture rimanenti sia in grado di soddisfare la domanda totale di gas dell'area, calcolata durante una giornata di domanda di gas particolarmente elevata (formula N-1 con domanda eccezionale 1 su 20). Tale obbligo non pregiudica, ove appropriato e necessario, la responsabilità e gli obblighi dei gestori del sistema di trasporto di effettuare gli investimenti corrispondenti. L'articolo 5, comma 4, prevede che, salvo esenzioni di tale obbligo, i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità bidirezionale permanente su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra gli Stati membri.

### **Regolamento N. 347/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio**

Il regolamento (CE) n. 347/2013 definisce il processo e i criteri di selezione relativi alla predisposizione delle liste comunitarie relative ai PIC. L'articolo 3 del regolamento dispone che i PIC diventino parte integrante dei piani regionali di investimento, redatti nell'ambito della cooperazione regionale prevista dall'art.12 del regolamento (CE) 715/2009, e dei piani decennali nazionali per lo sviluppo delle reti (di cui all'articolo 22 della Direttiva 2009/73/CE) e, se opportuno, di altri piani nazionali infrastrutturali interessati.

Il regolamento dispone altresì che i PIC siano parte integrante dell'ultimo piano decennale di sviluppo delle reti (TYNDP) elaborato da ENTSOG. In tal senso, anche i progetti proposti come candidati a PIC dovranno essere presentati ad ENTSOG per inclusione nel TYNDP.

Il processo di costituzione delle liste dei PIC avviene su base biennale e anche ai progetti già selezionati nel precedente elenco si applica il processo di selezione, al fine di confermare la sussistenza dei requisiti di rilevanza comunitaria.

### **RIFERIMENTI LEGISLATIVI ITALIANI**

Il quadro legislativo nazionale che individua gli obblighi di predisposizione del piano decennale è rappresentato dal Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e dalla delibera 351/2016/R/gas.

### **Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 così come modificato dalla Legge n. 115 del 29 luglio 2015**

Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, traspone nell'ordinamento legislativo nazionale le norme della direttiva europea 2009/73/EC. L'articolo 1 del decreto attribuisce al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) il ruolo di indirizzo in materia di sicurezza degli approvvigionamenti. Il MiSE



definisce gli scenari decennali relativi allo sviluppo del mercato del gas naturale, comprensivi delle previsioni sull'andamento della domanda e della necessità di potenziamento delle infrastrutture.

L'articolo 16 dispone che il gestore della rete di trasporto trasmetta annualmente all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e al MiSE il piano decennale di sviluppo della rete contenente gli interventi necessari per garantire l'adequatezza del sistema e la sicurezza degli approvvigionamenti.

L'articolo 8 stabilisce inoltre che i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità di trasporto bidirezionale continua presso tutte le interconnessioni con gli Stati membri e con la Svizzera.

### **Delibera 351/2016/R/gas**

La delibera riporta le "disposizioni per la consultazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, predisposti dai gestori del sistema di trasporto ai sensi dell'articolo 16, del decreto legislativo 93/2011, come modificato dalla legge 115/2015". All'interno della delibera vengono definiti i criteri minimi di redazione dei "Piani decennali di sviluppo delle reti gas" degli operatori italiani ai fini delle valutazioni da parte dell'Autorità e le modalità di svolgimento del processo di consultazione pubblica degli stessi.

### **Delibera 689/2017/R/gas**

La delibera riporta le "valutazioni degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale relativi agli anni 2014, 2015 e 2016". All'interno della delibera vengono dettagliate le modalità di redazione dei "Piani decennali di sviluppo delle reti gas" degli operatori italiani e le tempistiche relative allo svolgimento del processo di elaborazione degli stessi.

### **Delibera 468/2018/R/gas**

La delibera riporta le "disposizioni per la consultazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e approvazione di requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l'analisi costi-benefici degli interventi". All'interno della delibera vengono indicate le nuove disposizioni per la consultazione dei piani decennali, l'approvazione dei requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l'analisi dei costi-benefici dei progetti.

La delibera prevede che i criteri generali dell'analisi costi-benefici trovino applicazione, almeno parzialmente e compatibilmente con le tempistiche disponibili, con riferimento al piano 2018, dando contestualmente mandato a Snam di redigere una proposta dei criteri applicativi dell'analisi costi-benefici applicabili a partire dal piano 2019 e di quelli applicabili a regime a decorrere dal 2020.

## **STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE**

Il quadro dei riferimenti legislativi italiani è completato con le indicazioni della Strategia Energetica Nazionale (SEN). La SEN è stata approvata con decreto interministeriale del 10 novembre 2017. Tra gli obiettivi della SEN è previsto di stabilire un percorso che conduca a un sistema gas complessivamente più sicuro, flessibile e resiliente e quindi più adatto a fronteggiare un contesto di mercato tendenzialmente più incerto e volatile.

A tal fine, il documento di strategia identifica misure specifiche per lo sviluppo di un sistema del gas attraverso iniziative di potenziamento della flessibilità e resilienza della rete nazionale, di diversificazione della capacità di importazione e iniziative per migliorare il margine di sicurezza rispetto ai picchi di domanda.

I principali interventi previsti sono costituiti dalla realizzazione di infrastrutture strategiche che consentano di diversificare rotte e fonti di approvvigionamento e, in particolare, la SEN promuove lo sviluppo del Corridoio Sud per l'importazione di gas dall'area del Caspio verso l'Italia attraverso il progetto Trans Adriatic Pipeline (TAP) e l'importazione dai giacimenti del Mediterraneo sud-orientale attraverso l'EastMed. La SEN prevede inoltre la conversione a metano delle reti di distribuzione esistenti e potenziali in Sardegna alimentate tramite depositi small scale LNG collegati ad una dorsale di rete di trasporto. E' infine prevista un'attribuzione dei servizi di rigassificazione di GNL mediante asta, invece che con tariffa, per rendere più attrattivo l'uso dei terminali operanti in Italia.

## DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA

### CONSUMI PRIMARI ENERGETICI IN ITALIA

La domanda di energia primaria nel 2016 è stata di 167,7 Mtep.

Il dato si inquadra in una fase di riduzione dei consumi di energia primaria iniziato ormai da diversi anni e che nel periodo 2005 - 2016 ha visto una contrazione media annua del 1,5% accentuata dalla profonda crisi economica iniziata nel 2008. Il 2005 è stato l'anno in cui il consumo di energia primaria ha raggiunto il massimo storico con 197,8 Mtep.

Dopo il minimo storico registrato nel 2014, nel triennio 2014 – 2016 il consumo di energia primaria in Italia è lievemente aumentato dello 0,5% medio annuo, passando da 166,0 Mtep nel 2014 a 167,7 Mtep nel 2016, grazie alla graduale ripresa dell'economia italiana dopo la crisi. La ripresa della domanda ha favorito le fonti fossili dopo la marcata riduzione degli anni precedenti, con una crescita media annua del 2,3%, grazie soprattutto all'incremento dei consumi di gas naturale. Infatti la domanda di gas naturale è incrementata del 7,0% medio annuo, passando da 50,7 Mtep del 2014 a circa 58,1 Mtep del 2016 (circa il 35% dei consumi di energia primaria).

Tale ripresa è stata accentuata dai ridotti consumi gas registrati nel 2014, anno in cui la domanda gas in Italia ha registrato il minimo storico a causa di temperature invernali particolarmente miti e di elevata produzione idroelettrica che ha penalizzato la generazione a gas naturale.

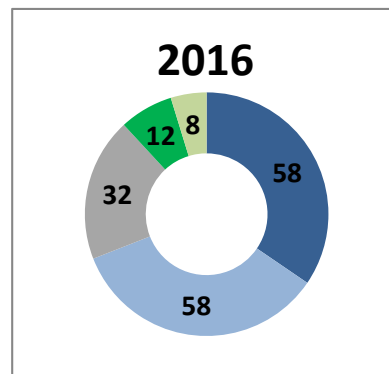
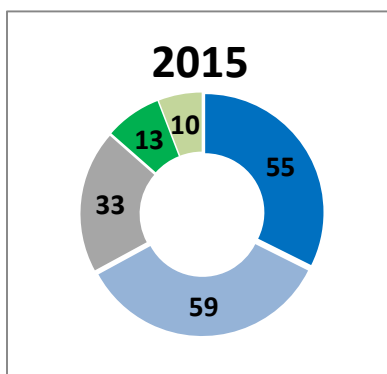
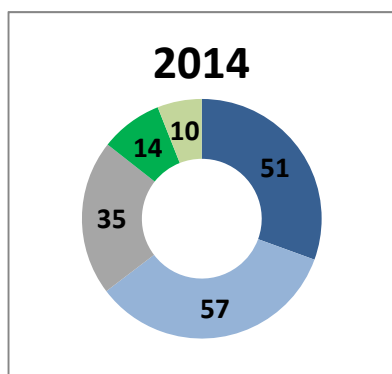
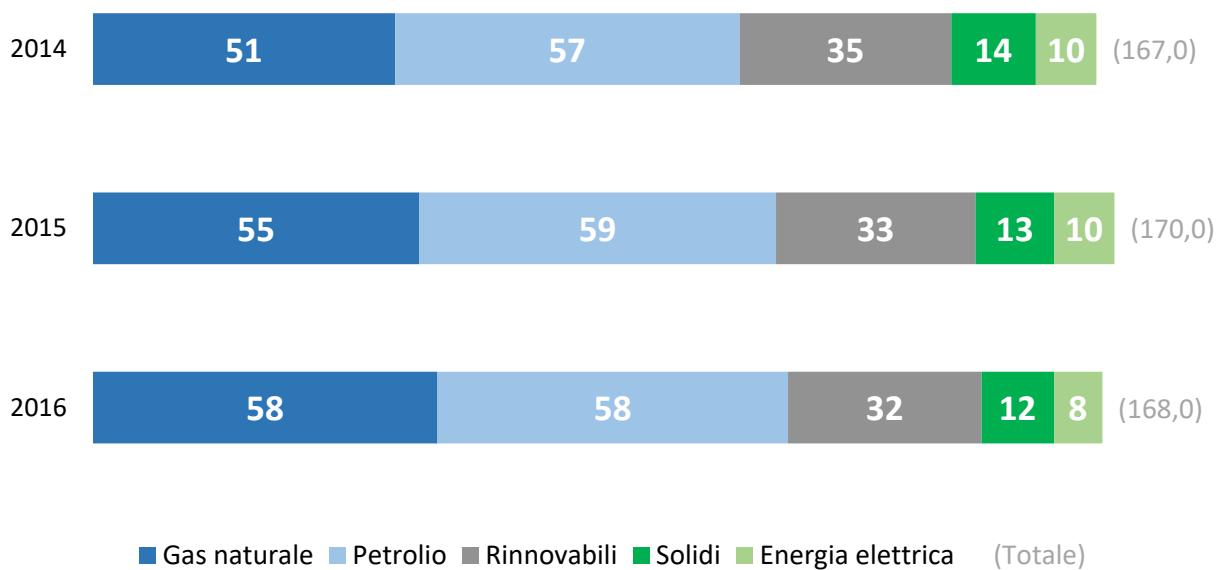
Nel triennio 2014-2016 i consumi di gas naturale sono cresciuti in tutti i settori: +6,1% medio annuo nel civile con un ritorno ad una climatica più fredda, +0,8% medio annuo nell'industriale grazie alla ripresa del settore. La generazione a gas naturale registra una crescita media annua del 14,5% grazie al calo della produzione idroelettrica, della generazione da altri combustibili fossili e dell'import elettrico oltre che dall'aumento di domanda elettrica.

Sostanzialmente stabile la domanda di prodotti petroliferi con un tasso medio annuo dello 0,2% (il 34% dei consumi di energia primaria nel 2016) mentre i combustibili solidi registrano una decisa riduzione media annua del 14,4%, concentrata principalmente sul settore termoelettrico, passando da 13,7 Mtep del 2014 a 11,7 Mtep del 2016 (il 7% dei consumi di energia primaria).

Dopo la forte crescita delle fonti rinnovabili a partire dal 2011 grazie agli incentivi che hanno incrementato la capacità installata in particolare di eolico e fotovoltaico, la generazione rinnovabile registra nel periodo 2014-2016 un calo medio annuo del 3,5% passando da 34,7 Mtep a 32,3 Mtep a causa principalmente del calo della generazione idroelettrica dopo la sovrapproduzione registrata nel 2014.

Come già riportato sopra, l'import di energia elettrica è in calo tra il 2014 ed il 2016, da 9,6 a 8,1 Mtep (il 5% dei consumi di energia primaria) accentuato dall'indisponibilità di circa un terzo del parco nucleare francese a fine 2016.

FIGURA 4: CONSUMI PRIMARI ENERGETICI IN ITALIA 2014 – 2016 (Mtep)



## OFFERTA DI GAS NATURALE

L'offerta di gas naturale in Italia nel 2017 è stata pari a 75,2 miliardi di metri cubi, in aumento di circa 4,2 miliardi di metri cubi (+6,0%) rispetto al 2016.

Le importazioni di gas naturale nel 2017 sono state pari a 69,4 miliardi di metri cubi, rappresentando circa il 92% dell'offerta totale, con un incremento del fabbisogno da importazione rispetto all'anno precedente del 7% circa, pari in valore assoluto a circa 4,3 miliardi di metri cubi. L'incremento dell'import ha contribuito a compensare la riduzione della disponibilità da produzione nazionale che nel 2017 ha registrato un volume totale pari a 5,2 miliardi di metri cubi con decremento del 6%, circa 0,3 miliardi di metri cubi in valore assoluto.

Nel 2017 è proseguito il trend crescente delle importazioni, via tubo e via GNL, grazie in particolare all'aumento di domanda gas nel settore termoelettrico influenzato dalla ridotta produzione idroelettrica e dalla crescita di domanda elettrica estiva.

La tabella sottostante riporta l'evoluzione delle importazioni di gas naturale nel triennio 2015-2017 distinguendo tra importazioni via Pipeline e Importazioni di GNL.

TABELLA 8: IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE IN ITALIA

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2015	2016	2017	Var. ass 2017 vs 2016	Var% 2017 vs 2016
IMPORTAZIONI VIA PIPELINE	54,93	58,65	60,97	2,32	4,0%
IMPORTAZIONI GNL	5,89	6,42	8,38	2,0	30,5%
TOTALE IMPORTAZIONI	60,82	65,07	69,35	4,28	6,6%

Nella tabella seguente è riportata, come indicazione del livello di utilizzo della rete, l'offerta di gas in Italia nel triennio 2015-2017. L'incremento delle importazioni è principalmente attribuibile alla crescita del gas russo da Tarvisio di 1,9 miliardi di metri cubi rispetto al 2016 (+6,8%). Anche Passo Gries segue lo stesso trend con una crescita di 0,55 miliardi di metri cubi. Dopo l'incremento dei flussi nel 2016, rimane stabile Mazara mentre calano di 0,17 miliardi di metri cubi le importazioni da Gela (-3,5%). Le importazioni via GNL sono cresciute del 30,5% rispetto al 2016 grazie all'aumento di arrivi al terminale di Cavarzere. Inoltre il servizio di rigassificazione e stoccaggio che ha incrementato gli arrivi dei carichi estivi ai terminali di Panigaglia e di Livorno.

TABELLA 9: UTILIZZO DELLA RETE NEL PERIODO 2015-2017

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2015	2016	2017	VAR. ASS 2017 VS 2016	VAR% 2017 VS 2016
TARVISIO IMPORTAZIONE	29,9	28,3	30,2	1,91	6,8%
MAZARA DEL VALLO	7,24	18,87	18,88	0,01	0,0%
PASSO GRIES IMPORTAZIONE	10,64	6,70	7,25	0,55	8,2%
GELA	7,11	4,81	4,64	-0,17	-3,5%
GORIZIA IMPORTAZIONE	0,03	0,01	0,03	0,02	308,0%
CAVARZERE (GNL)	5,80	5,72	6,85	1,13	19,7%
PANIGAGLIA (GNL)	0,05	0,22	0,62	0,40	186,6%
LIVORNO (GNL)	0,04	0,48	0,91	0,43	89,7%
TOTALE IMPORTAZIONI	60,8	65,1	69,3	4,28	6,6%
PRODUZIONI NAZIONALI (*)	6,43	5,57	5,24	-0,33	-5,9%
SALDO NETTO PRELIEVI/EMISSIONI STOCCAGGIO (**)	-0,31	-0,20	0,23	0,43	-212,7%
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ DI GAS NATURALE</b>	<b>66,9</b>	<b>70,4</b>	<b>74,8</b>	<b>4,38</b>	<b>6,2%</b>
RICONSEGNA AL MERCATO NAZIONALE	66,46	69,91	73,98	4,07	6%
TOTALE ESORTAZIONI	0,27	0,26	0,32	0,06	23%
CONSUMI ED EMISSIONI SNAM RETE GAS	0,18	0,23	0,28	0,05	21%
GAS NON CONTABILIZZATO E ALTRE VARIAZIONI	0,03	0,03	0,23	0,20	680%
<b>TOTALE PRELIEVI DI GAS NATURALE</b>	<b>66,9</b>	<b>70,4</b>	<b>74,8</b>	<b>4,4</b>	<b>6%</b>
GAS IMMESSO SU RETE REGIONALE DI ALTRI OPERATORI (***)	0,05	0,04	0,03	-0,01	-19%
TOTALE ESORTAZIONI	0,27	0,26	0,32	0,06	23%
ALTRI CONSUMI (****)	0,80	0,71	0,63	-0,08	-11%
<b>TOTALE OFFERTA ITALIA</b>	<b>67,5</b>	<b>70,9</b>	<b>75,2</b>	<b>4,2</b>	<b>6%</b>

(\*) Dato al netto degli autoconsumi di gas dei pozzi

(\*\*) Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione

(\*\*\*) Include la variazione dell'invaso in rete. Nel bilancio energetico redatto da Snam Rete Gas è definito convenzionalmente GNC la differenza fisiologica tra le quantità di gas misurate all'ingresso della rete e le quantità di gas misurate all'uscita, derivante dalla tolleranza tecnica degli strumenti di misura.

(\*\*\*\*) Comprende i consumi dei terminali di GNL, i consumi delle centrali di compressione per stoccaggio e delle centrali per il trattamento della produzione

## DOMANDA DI GAS NATURALE

La domanda di gas in Italia nel 2017 è stata pari a 75,2 miliardi di metri cubi, in crescita di circa 4,2 miliardi di metri cubi (+6,0%) rispetto al 2016, grazie al contributo positivo di tutti i settori. Circa metà dell'incremento è attribuibile al settore termoelettrico, con una variazione positiva dei consumi di gas di circa 1,9 miliardi di metri cubi (+8,2%). Alla base di questa crescita vi sono alcuni fenomeni contingenti quali la riduzione della produzione idroelettrica per scarsità idrica e l'aumento di domanda elettrica per le elevate temperature estive.

Il settore industriale registra un aumento dei consumi di 1,2 miliardi di metri cubi (+8,3%) grazie soprattutto ad una ripresa dell'indice di produzione industriale. In crescita anche il settore civile che registra un incremento di 0,6 miliardi di metri cubi grazie ad una climatica più fredda rispetto all'anno precedente.

La tabella sottostante riporta la segmentazione della domanda gas in Italia per usi finali (i dati del 2015 e 2016 sono allineati all'ultima versione disponibile del Bilancio Energetico Nazionale pubblicato dal MiSE).

TABELLA 10: DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA PER USI FINALI

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2015	2016	2017	Var. ass 2017 vs 2016	Var% 2017 vs 2016
RESIDENZIALE E TERZIARIO	28,97	28,86	29,49	0,62	2,2%
TERMOELETTRICO	20,62	23,43	25,36	1,93	8,2%
INDUSTRIA	14,01	14,54	15,74	1,20	8,3%
ALTRI SETTORI (*)	1,97	2,05	2,06	0,01	0,7%
CONSUMI E PERDITE	1,96	2,03	2,50	0,47	23,0%
TOTALE DOMANDA	67,52	70,91	75,15	4,24	6,0%

(\*) Comprende i consumi dei settori Agricoltura e Pesca, Sintesi Chimica e Autotrazione e Bunkeraggi

La domanda di punta giornaliera è stata particolarmente elevata anche nel 2017 raggiungendo i 425 milioni di metri cubi e confermando che il fabbisogno di punta si mantiene su livelli sostanzialmente stabili. A tale riguardo inoltre si osserva che la domanda di punta massima giornaliera è stata conseguita nel 2012 (il 6 febbraio; 472Mm3/g) in concomitanza di condizioni climatiche particolarmente rigide che hanno investito l'Italia ed i paesi confinanti. La domanda di punta giornaliera è infatti condizionata da eventi climatici estremi (freddo eccezionale), in particolare in relazione alla struttura del mercato italiano, che vede il gas naturale come prima fonte per il riscaldamento civile. Inoltre negli ultimi anni la domanda di punta giornaliera risulta condizionata, con crescente rilevanza, dal ruolo di back-up che la generazione termoelettrica a gas svolge in relazione alla generazione elettrica da fonti rinnovabili.

## PROIEZIONI DI DOMANDA E OFFERTA DI GAS NEL PERIODO 2017-2035

Gli scenari previsionali di domanda e offerta gas sono sviluppati, per il piano decennale di sviluppo, da Snam tenendo conto degli indirizzi di politica energetica ed ambientale previsti a livello italiano (Strategia Energetica Nazionale del 2017), europeo e mondiale. Ne risulta che le previsioni alla base del piano siano sostanzialmente conformi a quelle presentate nel piano di sviluppo della rete a livello europeo, a meno degli indirizzi contenuti nella SEN (ad esempio il coal phase-out al 2025). Di seguito vengono indicati i criteri alla base degli scenari utilizzati.

Lo scenario si fonda su una ripresa del quadro macroeconomico e della domanda elettrica già dal 2017, con una crescita attesa del PIL pari allo 0,9% sul periodo 2017-2035. La domanda di gas in Italia rimane al di sopra dei 70 miliardi di metri cubi fino al 2030, assumendo poi al 2035 un valore pari a 69 miliardi di metri cubi.

Nell'arco temporale considerato, nel settore residenziale e terziario ci si attende una riduzione prospettica dei consumi dell'1,5% medio annuo legata all'incremento dell'efficienza energetica degli edifici, all'efficientamento dei sistemi di riscaldamento con sostituzione delle caldaie tradizionali con caldaie a condensazione ed alla penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento attraverso biomasse, solare termico, e progressiva diffusione delle pompe di calore elettriche.

Nel settore termoelettrico la domanda complessiva di gas vede una diminuzione del 1% medio annuo (-0,2% nel decennio 2017-2027 e -2,0% nel periodo successivo), raggiungendo al 2035 i 21,2 miliardi di metri cubi. I consumi del settore termoelettrico risentono del forte sviluppo delle rinnovabili intermittenti che, nel lungo termine, compensano la crescita di domanda gas del settore dovuta alla totale fuoriuscita dal carbone del 2025.

Nel settore industriale, è prevista una riduzione dei consumi dello 0,3% medio annuo, legata a un recupero di efficienza che supera la dinamica di crescita connessa con la crescita economica.

All'interno di questo scenario è previsto un contributo del biometano, con uno sviluppo della produzione fino a circa 2,5 miliardi di metri cubi al 2035 destinati all'utilizzo come biocarburante nei trasporti, contribuendo a soddisfare gli obblighi europei di consumo di biocarburanti sostenibili nel settore dei trasporti. I volumi di biometano previsti tengono conto dello sviluppo di una filiera agricolo/industriale per la produzione di biometano sia da matrice agricola sia da rifiuti.

La tabella sottostante riporta il dettaglio dei consumi annuali attesi per segmento di mercato.

TABELLA 11 : PROIEZIONE DOMANDA DI GAS NATURALE E BIOMETANO IN ITALIA

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2017	2022	2027	2030	2035	VAR. %	VAR. %
						media annua	media annua
						2017-2027	2017-2035
RESIDENZIALE E TERZIARIO	29,5	27,8	26,2	24,9	22,4	-1,2%	-1,5%
TERMOELETTRICO	25,4	22,9	24,8	21,3	21,2	-0,2%	-1,0%
INDUSTRIA	15,7	16,4	16,0	15,6	14,9	0,2%	-0,3%
ALTRI SETTORI (*)	2,1	2,4	4,7	6,9	8,1	8,5%	7,9%
CONSUMI E PERDITE	2,5	2,4	2,5	2,4	2,3	0,1%	-0,5%
<b>TOTALE DOMANDA</b>	<b>75,2</b>	<b>71,9</b>	<b>74,3</b>	<b>70,9</b>	<b>68,9</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-0,5%</b>

(\*) Comprende i consumi dei settori Agricoltura e Pesca, Sintesi Chimica e Autotrazione

In uno scenario di decarbonizzazione più sfidante, come in discussione a livello europeo all'interno del Piano Energia e Clima che prevede un target di rinnovabili (32,5%), efficienza energetica (32%) e riduzione delle emissioni (-40%) a livello comunitario al 2030, il biometano può giocare un ruolo ancora più rilevante, con una produzione potenziale per l'Italia di 9 miliardi di metri cubi al 2035. Infatti, il biometano è una fonte rinnovabile programmabile che può essere vettoriata attraverso la rete di trasporto gas, immagazzinata negli impianti di stoccaggio e usata sia per usi civili e trasporto, ma anche nella generazione elettrica, contribuendo in maniera decisiva alla progressiva decarbonizzazione del mix di generazione elettrico e all'ottimizzazione dei costi di integrazione (reti e batterie) che il sistema dovrà sostenere per accogliere ed integrare le fonti rinnovabili. In questo contesto legislativo, l'Italia e gli altri stati membri dell'Europa sono chiamati a elaborare e formalizzare entro il 2019 un nuovo Piano Clima Energia Nazionale.



A fronte dell'andamento atteso della domanda annua si stima che, anche in prospettiva ed in modo indipendente dagli scenari di domanda annua considerati, la domanda giornaliera non subirà rilevanti variazioni rispetto ai valori massimi storici registrati fino al 2012 (record storico registrato il giorno 6 febbraio 2012 pari a 472 milioni di metri cubi). In particolare è necessario considerare il ruolo di back-up della generazione termoelettrica a gas in relazione allo sviluppo della generazione elettrica da fonti rinnovabili intermittenti. Nella tabella seguente viene riportato il dettaglio della domanda massima giornaliera registrata e del massimo prelievo storico termoelettrico (registrato il 19-07-2007).

TABELLA 12: VALORI GIORNALIERI MASSIMI DI PRELIEVO GIORNALIERO DA RETE NAZIONALE

MILIONI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	6-feb-2012	Max assoluto termoelettrico
RETI DI DISTRIBUZIONE	302,9	
INDUSTRIALE	46,4	
TERMOELETTRICO	110,3	127,6
ALTRO (*)	12,5	
TOTALE	472,1	

(\*) Include riconsegnato ad altre reti di trasporto ed esportazioni

Le importazioni di gas continueranno ad essere la fonte primaria di copertura della domanda e, insieme all'incremento della produzione nazionale, potranno sostenere il crescente ruolo di transito del sistema gas italiano, promosso dai progetti di sviluppo delle infrastrutture di importazione e di esportazione sulla rete.

Si stima quindi un incremento delle importazioni di gas per l'esportazione verso nord (possibile sia a Passo Gries sia a Tarvisio) fino a 5 miliardi dal 2023. In questo scenario, l'incremento dei flussi in entrata viene più che compensato dal calo delle importazioni per la copertura del fabbisogno domestico, portando quindi il totale delle importazioni a calare dello 0,1% medio annuo. L'offerta di gas dai campi "convenzionali" di produzione nazionale, vede diminuire il proprio contributo sull'intero periodo (circa -3% medio annuo sul periodo 2017 – 2035), mentre il biometano raggiunge una produzione di circa 2,5 miliardi di metri cubi al 2035.

TABELLA 13: PROIEZIONE OFFERTA DI GAS NATURALE E BIOMETANO IN ITALIA

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2017	2022	2027	2030	2035	VAR. %	VAR. %
						media annua 2017-2027	media annua 2017-2035
IMPORTAZIONI	69,3	67,5	73,5	69,9	68,3	0,60%	-0,10%
PRODUZIONE NAZIONALE	5,2	6,47	5,85	6,08	5,77	1,10%	0,50%
ESPORTAZIONI	-0,3	-2,11	-5,11	-5,11	-5,11	31,70%	16,50%
TOTALE OFFERTA*	74,3	71,9	74,3	70,9	68,9	0,00%	-0,40%

(\*) Non comprende la variazione delle scorte

## COERENZA SCENARI DI DOMANDA CON ALTRI SCENARI ITALIANI ED EUROPEI

Gli scenari di riferimento per le previsioni di domanda gas in Europa rilevanti per il presente documento sono quelli predisposti da ENTSOG nell'ambito dell'elaborazione del piano europeo di sviluppo della rete (di seguito TYNDP). Gli scenari ENTSOG tengono in considerazione gli scenari elaborati dalla Commissione Europea (EUCO 30 e target europei 2050), rispetto ai quali prevedono il rispetto dei target di politica energetica e ambientale stabiliti a livello comunitario. Anche gli scenari elaborati dall'International Energy Agency (IEA – World Energy Outlook) risultano rilevanti per l'elaborazione degli scenari ENTSOG, in quanto utilizzati come riferimenti per i prezzi dei fuel (petrolio, gas, carbone) e delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

I risultati degli scenari ENTSOG sono elaborati sulla base delle informazioni fornite da ciascun membro dell'associazione nell'ambito di un processo di raccolta dati organizzato a cadenza biennale, in linea con i cicli di elaborazione del TYNDP. A partire dal TYNDP 2018, è stato previsto a livello europeo un coordinamento tra ENTSOG ed ENTSOE volto a definire, attraverso un processo congiunto di elaborazione e consultazione, un set di scenari di riferimento comune alle due associazioni e basato su potenziali e differenziate evoluzioni del panorama energetico, economico e tecnologico (c.d. "storylines"). Tale processo congiunto prevede che ENTSOG e ENTSOE concordino in maniera qualitativa i principali parametri che caratterizzano ciascuno scenario secondo la rispettiva storylines di base quali, a titolo esemplificativo: crescita economica, variazioni attese nella domanda di gas ed elettricità, grado di raggiungimento degli obiettivi di politica energetica ed ambientale, sviluppi tecnologici etc. Infine, i membri delle due associazioni elaborano le rispettive stime di domanda di gas e elettricità in coerenza con gli scenari congiuntamente concordati.

Il processo – di tipo "bottom-up" – per gli usi finali del gas, è integrato con le valutazioni ENTSOE per la domanda termoelettrica di gas ed è finalizzato a garantire quanto più possibile la coerenza tra piani europei e nazionali, con particolare riferimento alle previsioni - sia di picco che annuali – di domanda gas. Le "storylines" elaborate in ambito europeo, infatti, sono riconducibili a scenari di evoluzione coerenti con quelli considerati da Snam Rete Gas nell'ambito dell'elaborazione dei propri piani di sviluppo.

Lo scenario di evoluzione della domanda utilizzato nel presente Piano risulta quindi essere sostanzialmente allineato con le proiezioni di domanda gas raccolte da ENTSOG e valide per il sistema italiano nella redazione del TYNDP 2018 (pubblicate sul sito dell'associazione<sup>3</sup>). In particolare lo scenario è coerente con lo scenario "Distributed Generation".

In analogia con la decisione di ENTSOG e ENTSOE di sviluppare scenari energetici congiunti a livello europeo, si segnala che anche a livello nazionale è in corso di definizione un processo di coordinamento fra Snam e l'operatore della rete di trasmissione dell'energia elettrica Terna.

### SCENARI TYNDP ENTSOG

Gli scenari inclusi nel TYNDP per il lungo termine sono tre: Sustainable Transition, Distributed Generation e Global Climate Action. A questi si aggiunge uno scenario di breve termine: Best Estimate

---

<sup>3</sup> <https://www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2018>

2020 e Best Estimate 2025 (con sensitivity della competizione tra gas e carbone). Dei tre scenari di lungo termine, lo scenario più favorevole al gas è il Sustainable Transition.

- **Best Estimate 2020 e 2025**

La domanda di gas per Usi finali e Non-network considerata nel “Best Estimate” è di 48 miliardi di metri cubi al 2020 e di 50,5 miliardi di metri cubi al 2025. Per il settore termoelettrico il “Best Estimate” stima al 2020 una domanda di gas di circa 16 miliardi di metri cubi. Per il 2025 nel “Best Estimate” si considerano due ipotesi di merit order nella competizione tra le fonti: gas before coal (GBC) che massimizza la generazione da gas e coal before gas (CBG) che massimizza la generazione da carbone.

- **Sustainable Transition**

La domanda di gas per Usi finali e Non-network considerata nel “Sustainable Transition” è di 52,3 miliardi di metri cubi al 2030 e di 51,7 miliardi di metri cubi al 2040. La domanda di gas per generazione di energia elettrica considerata nel “Sustainable Transition” risulta di 28,9 bcm e 27,3 bcm rispettivamente al 2030 e al 2040.

- **Distributed Generation**

La domanda di gas per Usi finali e Non-network considerata nel “Distributed Generation” è di 46,0 miliardi di metri cubi al 2030 e di 41,5 miliardi di metri cubi al 2040. Per quanto riguarda il settore Termoelettrico, la domanda di gas al 2030 ed al 2040 nello scenario Distributed Generation vale rispettivamente 20,8 e 20,4 miliardi di metri cubi.

- **Global Climate Action**

Lo scenario Global Climate Action è stato elaborato solo per il 2040 e considera una domanda di gas per Usi finali e Non-network di 43,7 miliardi di metri cubi. La domanda di gas per generazione di energia elettrica considerata nel “Global Climate Action” risulta di 19,5 bcm al 2040.

## **CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL PERIODO 2014-2018**

La capacità di trasporto continua ed interrompibile ad inizio anno termico 2016 – 2017, relativa ai punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, è pari a 406,9 milioni di metri cubi/giorno. Si evidenzia in particolare che sui punti di Entrata di Mazara del Vallo e Gela è resa disponibile una capacità concorrente di 18,6 milioni di metri cubi/giorno ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete. In aggiunta alle capacità sopra descritte, sono disponibili capacità di trasporto ai punti di entrata delle produzioni nazionali per un totale di 26 milioni di metri cubi/giorno. Per questi ultimi è stata inoltre messa a disposizione capacità di trasporto modulata nell'arco dell'anno, introducendo due periodi, estivo ed invernale, nell'ottica di incrementare la capacità di trasporto nel periodo invernale.

TABELLA 14: CAPACITA' DI IMPORTAZIONE 2014 – 2018

MILIONI DI SMC/GIORNO	Anno termico 2014-2015			Anno termico 2015-2016			Anno termico 2016-2017			Anno termico 2017-2018		
	Capacità di trasporto			Capacità di trasporto			Capacità di trasporto			Capacità di trasporto		
Punti di entrata	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale
Mazara del Vallo	96,6	8,6	105,2	89,2	9,3	98,5	102,7	3,2	105,9	107,3	3,5	110,8
Gela	29,2	8,6	37,8	28,5	9,3	37,8	41,9	3,2	45,1	46,0	3,2	49,2
TAP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capacità concorrente (*)				6,7		6,7	18,6		18,6	27,3		27,3
<b>Totale SUD</b>	<b>125,8</b>	<b>17,2</b>	<b>143,0</b>	<b>124,4</b>	<b>18,6</b>	<b>143,0</b>	<b>126,0</b>	<b>6,4</b>	<b>132,4</b>	<b>126,0</b>	<b>6,7</b>	<b>132,7</b>
Panigaglia (GNL)	13		13	13		13	13		13	13		13
Cavarzere (GNL)	26,4		26,4	26,4		26,4	26,4		26,4	26,4		26,4
Livorno (GNL)	15		15	15		15	15		15	15		15
<b>Totale CENTRO</b>	<b>54,4</b>	<b>0</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>0</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>0</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>0</b>	<b>54,4</b>
Passo Gries	59	5,4	64,4	59	5,4	64,4	59	5,4	64,4	59	5,4	64,4
Tarvisio	107	7,5	114,5	107	7	114	107	6,7	113,7	106,9	6,1	113
Gorizia	2	2,8	4,8	2	2,8	4,8	2	2,8	4,8	1,9	2,9	4,8
<b>Totale NORD</b>	<b>168</b>	<b>15,7</b>	<b>183,7</b>	<b>168</b>	<b>15,2</b>	<b>183,2</b>	<b>168</b>	<b>14,9</b>	<b>182,9</b>	<b>167,8</b>	<b>14,4</b>	<b>182,2</b>
<b>CAPACITA' TOTALE</b>	<b>348,2</b>	<b>32,9</b>	<b>381,1</b>	<b>346,8</b>	<b>33,8</b>	<b>380,6</b>	<b>348,4</b>	<b>21,3</b>	<b>369,7</b>	<b>348,2</b>	<b>21,1</b>	<b>369,3</b>

(\*) E' offerta una capacità concorrente sui punti di entrata di Mazara del Vallo e Gela e ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete e pertanto il conferimento della Capacità Concorrente nel Punto di Entrata di Mazara del Vallo riduce di un uguale valore la capacità disponibile nel Punto di Entrata di Gela e viceversa.

TABELLA 15A: CAPACITÀ MASSIME UTILIZZATE NEL PERIODO 2015-2017

MILIONI DI SMC/G @10,6 KWH/SMC	2015	2016	2017
<b>IMPORTAZIONI</b>			
TARVISIO	116,0	113,2	115,6
MAZARA DEL VALLO	64,6	75,5	77,1
PASSO GRIES	63,5	65,9	59,8
GELA	28,7	20,4	23,9
GORIZIA	0,9	2,4	2,5
CAVARZERE (GNL)	27,1	22,8	27,0
PANIGAGLIA (GNL)	6,3	11,2	10,2
LIVORNO (GNL)	3,7	7,6	12,3
HUB STOCCAGGIO STOGIT (EROGAZIONE)	159,5	152,3	132,6
HUB STOCCAGGIO EDISON (EROGAZIONE)	6,1	7,6	8,7
PRODUZIONI NAZIONALI (DATO AGGREGATO)	19,1	17,2	16,5
<b>ESPORTAZIONI</b>			
TARVISIO	2,1	2,6	5,8
PASSO GRIES	0,0	0,0	0,0
GORIZIA	0,2	1,3	2,3
BIZZARONE	0,3	0,3	0,8
SAN MARINO	0,6	0,7	0,4
HUB STOCCAGGIO STOGIT (INIEZIONE)	81,2	84,4	96,1
HUB STOCCAGGIO EDISON (INIEZIONE)	5,1	5,3	6,7
AREE DI PRELIEVO	329,6	369,6	418,7

TABELLA 15B: CAPACITÀ MASSIME IMPEGNATE NEL PERIODO 2015-2017

MILIONI DI SMC/G @10,6 KWH/SMC	2015	2016	2017
<b>IMPORTAZIONI</b>			
TARVISIO	112,3	113,7	113,7
MAZARA DEL VALLO	86,5	86	84,1
PASSO GRIES	64,2	64,4	59,8
GELA	29,4	28,3	23,2
GORIZIA	0,9	2,4	2,4
CAVARZERE (GNL)	24,4	24,4	24,4
PANIGAGLIA (GNL)	10,1	2,7	6,9
LIVORNO (GNL)	15	15	15,0
HUB STOCCAGGIO STOGIT (EROGAZIONE)	139,7	134,6	130,7
HUB STOCCAGGIO EDISON (EROGAZIONE)	6	7,6	8,6
PRODUZIONI NAZIONALI (DATO AGGREGATO)	24,9	23,8	20,7
<b>ESPORTAZIONI</b>			
TARVISIO	2,2	2,5	5,7
PASSO GRIES	-	-	0,3
GORIZIA	0,3	1,2	2,2
BIZZARONE	0,9	0,9	0,8
SAN MARINO	0,4	0,3	0,4
HUB STOCCAGGIO STOGIT (INIEZIONE)	92,6	92,6	98,7
HUB STOCCAGGIO EDISON (INIEZIONE)	6,2	6	6,9
AREE DI PRELIEVO	425	419,9	428,3

## CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL PERIODO 2018-2040

Snam Rete Gas ha predisposto il piano di lungo periodo sulle disponibilità di capacità di trasporto, che evidenzia i dati delle capacità in tutti i punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, tenendo conto dell'incremento di capacità derivante sia dai progetti FID che da quelli non FID previsti nell'orizzonte di Piano. Il piano contiene inoltre le capacità di trasporto dei punti di uscita interconnessi con l'estero, in particolare per il punto di uscita di Passo Gries sono entrati in esercizio progetti di sviluppo per la realizzazione di una capacità di trasporto fino a 40 milioni di metri cubi/giorno a partire dal 2018.

Il dettaglio della capacità continua di importazione è il seguente.

TABELLA 16: CAPACITÀ CONTINUA DI IMPORTAZIONE 2018 – 2040

MILIONI DI SMC/GIORNO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040
<b>PUNTI DI ENTRATA</b>												
MAZARA DEL VALLO (*)	105,0	104,6	104,6	104,6	104,6	104,6	104,6	104,6	101,0	101,0	101,0	101,0
GELA (*)	45,4	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7	39,5	39,5	39,5	39,5
TAP (*)	-	-	44,3	44,3	44,3	44,3	44,3	44,3	74,0	74,0	74,0	74,0
CAPACITÀ CONCORRENTE SUD (**)	24,4	21,9	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1	32,2	32,2	32,2	32,2
<b>TOTALE SUD (max contemporanea) (***)</b>	<b>126,0</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>150,0</b>	<b>150,0</b>	<b>150,0</b>	<b>150,0</b>
GNL PANIGAGLIA	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
GNL CAVARZERE	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
GNL LIVORNO	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
<b>TOTALE CENTRO</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>
PASSO GRIES	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
TARVISIO	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9
GORIZIA	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
<b>TOTALE NORD</b>	<b>167,8</b>	<b>167,8</b>	<b>167,8</b>	<b>167,8</b>	<b>167,8</b>	<b>167,8</b>	<b>167,8</b>	<b>171,9</b>	<b>171,9</b>	<b>171,9</b>	<b>171,9</b>	<b>171,9</b>
<b>CAPACITÀ TOTALE</b>	<b>348,2</b>	<b>345,6</b>	<b>345,6</b>	<b>345,6</b>	<b>345,6</b>	<b>345,6</b>	<b>345,6</b>	<b>349,7</b>	<b>376,3</b>	<b>376,3</b>	<b>376,3</b>	<b>376,3</b>

\* Capacità di trasporto massima che comprende la capacità concorrente

(\*\*) Capacità concorrente sui punti di entrata di Mazara del Vallo, Gela e 1a iniziativa da Sud ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete

(\*\*\*) Poiché il conferimento della Capacità Concorrente su uno dei punti di entrata da Sud (Mazara, Gela, TAP) riduce di eguale valore la capacità disponibile sugli altri punti, la Capacità Totale esclude la Capacità Concorrente.

Il dettaglio della capacità di esportazione è riportato nella tabella 17.

TABELLA 17: CAPACITA' CONTINUA DI ESPORTAZIONE 2018 – 2040

MILIONI DI SMC/GIORNO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040
PASSO GRIES (*)	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
TARVISIO (*)	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
CAPACITÀ CONCORRENTE (**)	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
<b>CAPACITÀ MASSIMA CONTEMPORANEA (P.GRIES + TARVISIO)</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>
GORIZIA	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
BIZZARONE, SAN MARINO	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
NUOVA INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA						0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
<b>CAPACITÀ TOTALE</b>	<b>46,0</b>	<b>46,0</b>	<b>46,0</b>	<b>46,0</b>	<b>46,0</b>	<b>46,3</b>	<b>46,3</b>	<b>47,9</b>	<b>47,9</b>	<b>47,9</b>	<b>47,9</b>	<b>47,9</b>

\* Capacità di trasporto massima che comprende la capacità concorrente

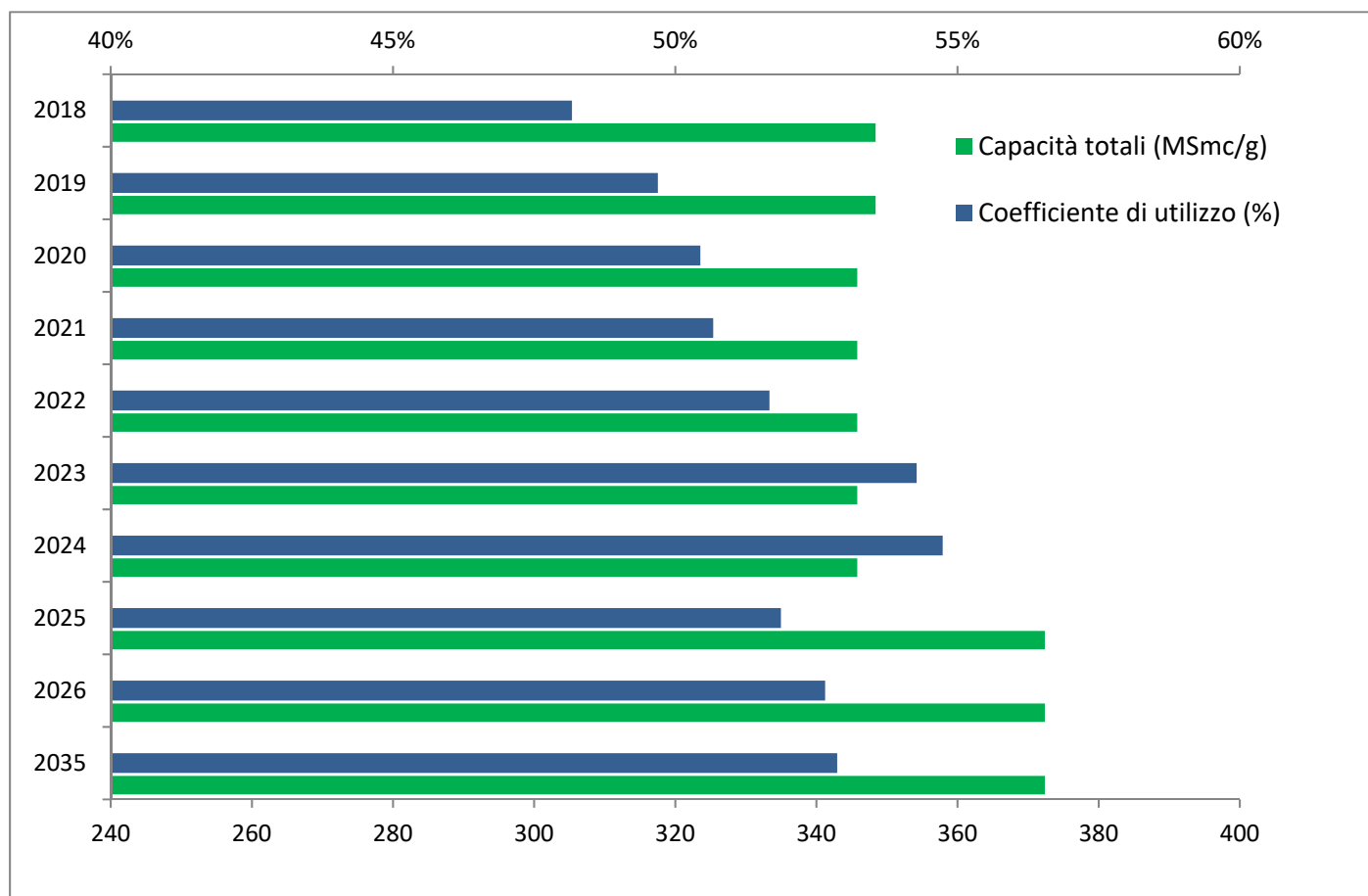
\*\* Capacità che può essere conferita nei punti di Tarvisio e/o Passo Gries secondo quanto indicato nel Codice di Rete, Capitolo 5, Paragrafo 3

## COPERTURA DELLA DOMANDA ANNUALE

Lo sviluppo delle capacità di trasporto nel periodo decennale programmato da Snam Rete Gas consente la copertura della domanda di gas naturale in Italia e dell'esportazione prevista. In particolare si considera l'ipotesi che a partire dal 2019 inizi l'esportazione di gas dal punto di uscita di Passo Gries con volumi crescenti in esportazione fino a circa 5 miliardi di metri cubi entro il 2023. Il grafico sottostante offre una visione a tendere della capacità di trasporto e del coefficiente di utilizzo sul periodo 2017-2035 in particolare:

- la capacità totale rappresenta la capacità di trasporto continua dei punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, incluse le nuove capacità di trasporto;
- il coefficiente di utilizzo rappresenta il rapporto tra il fabbisogno da importazione (che include oltre ai fabbisogni destinati alla domanda anche quelli destinati all'esportazione) e la capacità totale.

FIGURA 5: COPERTURA ANNUALE DELLA DOMANDA





## INFRASTRUTTURE DEL GAS IN ITALIA ED EUROPA

### RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS

Snam Rete Gas è il principale operatore di trasporto e dispacciamento di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo della quasi totalità delle infrastrutture di trasporto in Italia, con 32.586 chilometri di gasdotti in esercizio in alta e media pressione (circa il 93% dell'intero sistema di trasporto). Snam Rete Gas gestisce la rete dei gasdotti attraverso 8 Distretti, 48 Centri di Manutenzione sul territorio nazionale, 13 Impianti di compressione gas per complessivi 961 MW di potenza installata e un centro di dispacciamento, completamente rinnovato a fine 2012 nelle strutture e nella tecnologia.

La seguente tabella riporta i dati relativi alla rete di trasporto di Snam Rete Gas al 01 ottobre 2018 e per i due anni precedenti.

TABELLA 18: LUNGHEZZA DELLA RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS

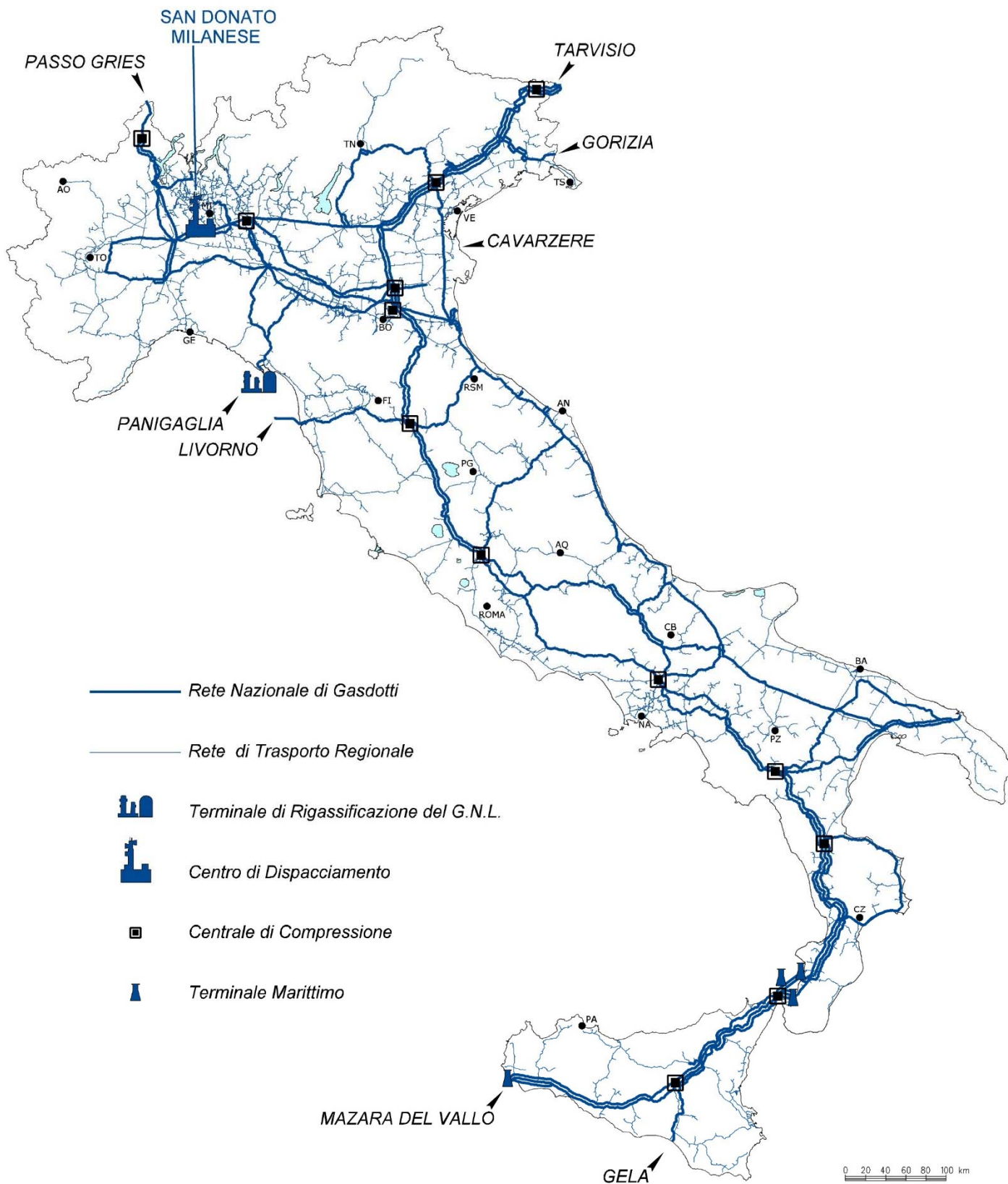
DATI IN CHILOMETRI	2016	2017	2018 (*)	Var. ass. 2018 vs 2017	Var. % 2018 vs 2017
RETE NAZIONALE	9.590	9.620	9.668	48	0,5%
RETE REGIONALE	22.918	22.880	22.918	38	0,2%
TOTALE	32.508	32.500	32.586	86	0,3%

(\*) situazione ad ottobre 2018

La rete nazionale di gasdotti di proprietà di Snam Rete Gas è costituita da condotte di grande diametro che trasportano il gas dai punti di ingresso del sistema (i gasdotti di importazione, gli impianti di rigassificazione e i principali centri di produzione nazionale) ai punti di interconnessione con la rete di trasporto regionale e ai siti di stoccaggio.

Nel corso del 2018, la razionalizzazione delle infrastrutture esistenti e la realizzazione di nuovi gasdotti hanno aumentato l'estensione della rete nazionale di gasdotti di 86 chilometri. La rete di trasporto regionale di Snam Rete Gas permette di movimentare il gas naturale su scala interregionale, regionale e locale, per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici e alle reti di distribuzione urbana. Sulla rete Snam sono presenti circa 30 punti di interconnessione con le reti di trasporto nazionali e regionali che fanno capo ad altre Società di trasporto operanti sul territorio italiano, punti di smistamento (i cosiddetti "nodi") e da più di 500 aree impiantistiche contenenti impianti di riduzione e di regolazione della pressione. Tali impianti consentono di regolare il flusso del gas naturale all'interno della rete e assicurano il collegamento tra condotte operanti a diversi regimi di pressione.

FIGURA 6: SNAM RETE GAS - INFRASTRUTTURA DI RETE



Le infrastrutture di trasporto sono completate da quattro terminali marittimi che connettono le condotte sottomarine a quelle di terra e che sono situati a Mazara del Vallo (Trapani), Messina, Favazzina (Reggio Calabria) e Palmi (Reggio Calabria).

## LA RETE NAZIONALE DI GASDOTTI

Al 1 ottobre 2018 la rete nazionale di Gasdotti di Snam Rete Gas si estende per 9.668 chilometri.

I gasdotti si distinguono in condotte di terra, il cui diametro massimo raggiunge i 1.400 millimetri, che realizzano il trasporto del gas a una pressione tra i 24 e i 75 bar e condotte sottomarine che attraversano lo stretto di Messina con un diametro compreso tra i 500 e i 600 millimetri e trasportano gas ad una pressione fino a 115 bar. Parte del sistema è inoltre la condotta (in parte sottomarina) di collegamento del terminale offshore LNG Toscana (OLT) di Livorno del diametro di 800 millimetri, esercita a una pressione fino a 84 bar.

Le principali linee della rete nazionale interconnesse con i gasdotti di importazione sono:

- Mazara del Vallo - Minerbio: due linee (in alcune tratte tre linee, DN1050 - DN1200) che collegano Mazara del Vallo a Minerbio, lunghe circa 1.500 chilometri ciascuna. Le condotte si raccordano a Mazara del Vallo alle sealine transmediterranee, che attraversano il canale di Sicilia, interconnettendo la Tunisia all'Italia e che fanno parte delle linee di importazione del gas naturale di provenienza algerina.
- Gela - Enna: una linea lunga 67 chilometri (DN900), che collega Gela, punto di arrivo del gasdotto sottomarino Greenstream di importazione dalla Libia, alla rete di trasporto nazionale presso Enna, lungo la dorsale di importazione di gas algerino.
- Tarvisio – Sergnano : tre linee di lunghezza pari a circa 900 chilometri (DN850 - DN1400), che collegano il sistema con la rete austriaca tramite il gasdotto TAG, attraversando la Pianura Padana, e si estendono fino a Sergnano. È stato realizzato il potenziamento (170 chilometri) sul tratto da Zimella a Cervignano e a settembre 2018 è entrato in esercizio quello nel tratto da Cervignano a Mortara (56 chilometri). La nuova linea, del diametro di 1400 millimetri, sostituisce la vecchia linea esistente di diametro 850/750 millimetri.
- Gorizia – Flaibano: una linea (in una tratta due linee) di lunghezza pari a circa 65 km (DN650 - DN 1050) che collega la rete di trasporto slovena nel punto di interconnessione di Gorizia con la rete nazionale presso Flaibano lungo la dorsale di importazione da Tarvisio.
- Passo Gries – Mortara: una linea dallo sviluppo complessivo di 177 chilometri (DN1200), che collega il sistema di trasporto svizzero a Passo Gries, punto di ingresso del gasdotto Transitgas e si estende fino al nodo di Mortara nella Pianura Padana.

La rete nazionale Snam Rete Gas è inoltre interconnessa ai seguenti impianti GNL:

- GNL Italia di Panigaglia: collegato alla rete nazionale nei pressi di Parma attraverso una condotta della lunghezza di 110 chilometri;
- Adriatic LNG di Porto Viro: collegato alla rete nazionale presso il nodo di Minerbio attraverso il gasdotto Cavarzere – Minerbio della società Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A.;
- OLT di Livorno: collegato alla rete nazionale attraverso una condotta della lunghezza di 36 chilometri, di cui 28 chilometri sottomarini.

## LA RETE REGIONALE DI GASDOTTI

La rete di trasporto regionale, che si estende per 22.918 chilometri, è costituita da gasdotti di diametro e pressioni di esercizio di norma inferiori a quelli della rete nazionale. Essa svolge la funzione di movimentare il gas naturale su scala interregionale, regionale e locale per la fornitura del gas agli utenti industriali e alle aziende di distribuzione e per l'immissione in rete di gas proveniente da produzioni di gas di origine fossile o di biometano.

## GLI IMPIANTI DI COMPRESSIONE

Snam Rete Gas utilizza 13 impianti di compressione con lo scopo di aumentare la pressione del gas nelle condotte e riportarla al valore necessario per assicurarne il flusso. Gli impianti sono posizionati lungo la rete nazionale dei gasdotti e comprendono generalmente più unità di compressione costituite da turbine a gas e compressori centrifughi. Tali impianti conferiscono al gas naturale l'energia (in forma di pressione - prevalenza) per il trasporto nella rete dei metanodotti nazionali. Al 1 ottobre 2018 la potenza installata è pari a 961 megawatt in 13 centrali (dal 30 di settembre 2018 sono entrate in esercizio le centrali di Minerbio e Sergnano con 59 MW totali).

FIGURA 7: SNAM RETE GAS - IMPIANTI DI COMPRESIONE

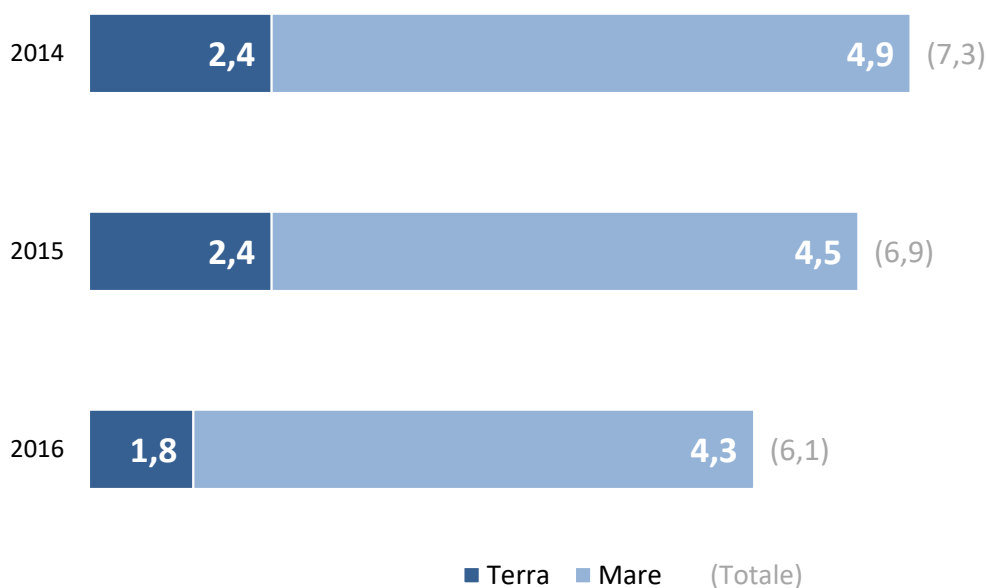


## PRODUZIONE NAZIONALE ATTUALE E SVILUPPI ATTESI

Nell'anno 2017 si è registrata una produzione pari a 6,02 miliardi di Sm<sup>3</sup>, con un decremento del 12,8% rispetto alla produzione 2015 (6,90 miliardi di Sm<sup>3</sup>). L'ultimo decennio è stato caratterizzato da una prima fase di calo costante della produzione, con una lieve ripresa tra il 2011 e il 2012 ed un successivo nuovo calo fino al minimo storico del 2016. Il 71% della produzione nazionale deriva da giacimenti offshore e la restante parte da giacimenti onshore.

Il gas di produzione nazionale viene immesso nella rete nazionale in corrispondenza di 54 punti di entrata.

FIGURA 8: PRODUZIONE NAZIONALE DI GAS METANO (miliardi di metri cubi)



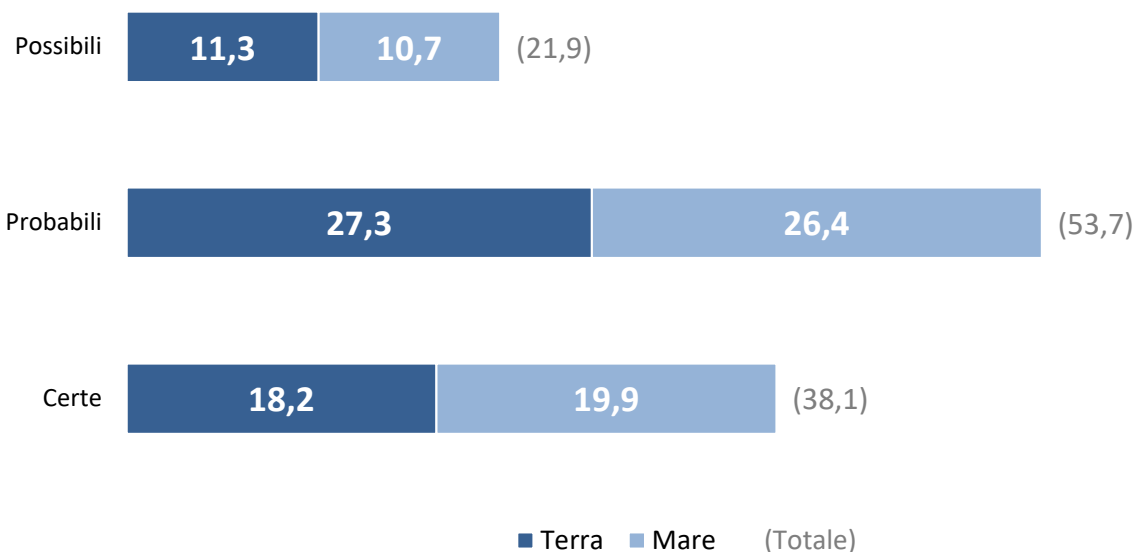
(Fonte: Direzione generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche)

Le riserve certe stimate dalla Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico si attestano attorno a 38 miliardi di metri cubi, il 52% delle quali è in giacimenti offshore.

Le riserve probabili e possibili ammontano a circa 76 miliardi di metri cubi. Rispetto al dato fissato al 31 dicembre 2015 e al netto della produzione ottenuta nell'anno 2016, il dato rivela una rivalutazione di circa l'1,7%.



FIGURA 9: RISERVE AL 31 DICEMBRE 2016 (miliardi di metri cubi)



(Fonte: Direzione generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche)

## SITI DI STOCCAGGIO ESISTENTI E SVILUPPI ATTESI

In Italia sono presenti dodici campi di stoccaggio di gas naturale attivi, realizzati in giacimenti di produzione di gas esauriti. Essi si trovano nelle regioni Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Abruzzo. Lo spazio disponibile presso i siti di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2018-2019 è pari a 17,6 miliardi di metri cubi; tale spazio comprende circa 4,6 miliardi di metri cubi di riserva strategica, il cui valore è definito dal MiSE per far fronte a possibili emergenze gas.

Lo stoccaggio svolge un ruolo di primaria importanza nel mercato italiano. Da un lato costituisce la maggiore fonte di flessibilità per il sistema, dall'altro consente di aumentare il margine di sicurezza in un mercato fortemente dipendente dalle importazioni. La necessità di sviluppare l'offerta di siti di stoccaggio è stata evidenziata all'interno della SEN, che ha indicato la necessità di ampliare il margine di sicurezza del sistema nonché di ottimizzare la flessibilità nella fornitura di gas onde evitare situazioni di emergenza a causa di picchi di domanda e/o riduzioni dell'offerta.

Incrementi della capacità di stoccaggio sono attesi a seguito dei potenziamenti ai siti di stoccaggio esistenti che riguardano Fiume Treste, Minerbio, Ripalta e Settala. Inoltre è prevista la messa in esercizio di nuovi siti in corso di realizzazione o autorizzazione:

- Palazzo Moroni nelle Marche, iniziativa di Edison Stoccaggio;

E' invece entrato in esercizio dal ottobre 2018 lo stoccaggio di Cornegiano Laudense di proprietà di ItalgasStorage.

## TERMINALI DI GNL ESISTENTI E SVILUPPI ATTESI

In Italia sono presenti tre terminali di GNL collegati alla rete nazionale:

il terminale GNL Italia di Panigaglia, con una capacità di 3,5 miliardi di metri cubi/anno;

il terminale off-shore Adriatic LNG di Rovigo, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno. L'infrastruttura è di proprietà di ExxonMobil (70,7%), Qatar Terminal (22%) e Snam (7,3%)  
il terminale off-shore OLT di Livorno, con una capacità di 3,75 miliardi di metri cubi/anno, per il quale le attività commerciali sono iniziate a metà dicembre 2013.

Il MiSE ha inoltre già autorizzato la costruzione di altri tre terminali di GNL, costituiti dal terminale GNL di Falconara Marittima di Api Nòva Energia, con una capacità di 4 miliardi di metri cubi, dal terminale GNL di Gioia Tauro di LNG MedGas Terminal, con una capacità di 12 miliardi di metri cubi/anno, e dal terminale GNL di Porto Empedocle di Nuove Energie, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno (quest'ultimo autorizzato anche dalla Regione Siciliana).

## **PRIORITÀ EUROPEE IN MATERIA DI INFRASTRUTTURE ENERGETICHE**

Il Regolamento 2013/347/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013 contiene le linee guida in materia di infrastrutture energetiche transeuropee. Tale documento ha lo scopo di facilitare lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti dell'energia tra Stati membri al fine di raggiungere gli obiettivi europei di competitività, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti.

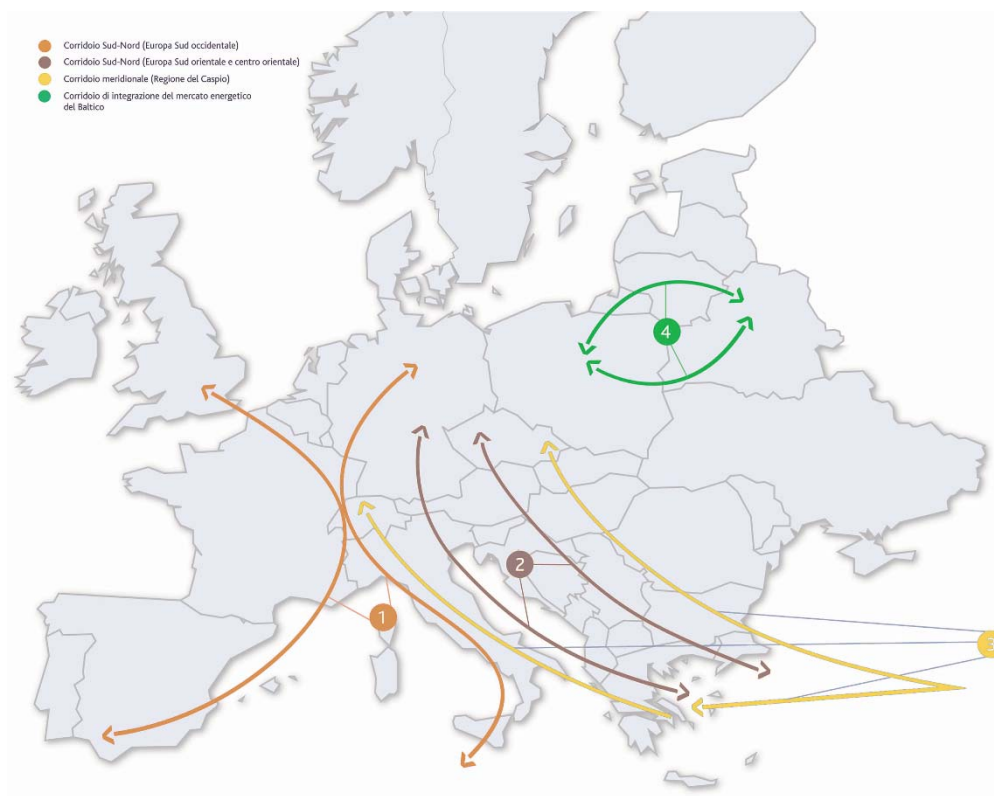
Il Regolamento definisce quali sono i cosiddetti "corridoi" ad alta priorità delle reti energetiche, e fornisce le modalità per la selezione e le misure volte a favorire la realizzazione dei Progetti di Interesse Comune (PIC) necessari per lo sviluppo di tali corridoi prioritari. Il Regolamento comprende quattro corridoi gas prioritari:

1. Interconnessione Sud-Nord in Europa Occidentale ("NSI West Gas"): tale rotta è funzionale, tra l'altro, allo sviluppo di flussi bidirezionali di gas tra Nord e Sud Europa per incrementare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e l'integrazione dei mercati attraverso maggiore disponibilità di gas di breve termine.
2. Interconnessione Sud-Nord in Europa centro-orientale e sud-orientale ("NSI East Gas"): il corridoio ha l'obiettivo da un lato di garantire le interconnessioni regionali tra le aree del Mar Baltico, l'Adriatico e il Mar Egeo, il Mar Mediterraneo orientale e il Mar Nero, dall'altro di migliorare la diversificazione e la sicurezza dell'approvvigionamento di gas.
3. Corridoio Sud ("Southern Gas Corridor - SGC"): afferisce a infrastrutture di importazione di gas di provenienza dal bacino del Mar Caspio, dall'Asia centrale, dal Medio Oriente e dal bacino del Mediterraneo orientale verso l'Europa per aumentarne la diversificazione dell'approvvigionamento di gas.
4. Piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico ("BEMIP Gas"): ha come obiettivo la riduzione dell'isolamento dei tre Stati baltici e della Finlandia e della loro dipendenza da un singolo fornitore (Russia); inoltre si pone l'obiettivo di rafforzare le infrastrutture interne, aumentando la diversificazione e la sicurezza degli approvvigionamenti nella regione del Mar Baltico.



FIGURA 10: PRIORITÀ EUROPEE DI INFRASTRUTTURE DEL GAS NATURALE

(Fonte: Snam su Commissione Europea)



Il Regolamento 2013/347/UE ha definito la formazione di un gruppo di collaborazione regionale per ciascun corridoio sopra identificato. La formazione di tali gruppi, presieduti dalla Commissione europea, dovrebbe assicurare una stretta cooperazione tra gli Stati membri, le autorità nazionali di regolamentazione, i promotori del progetto, ACER, ENTSOG e le parti interessate al fine di creare un ampio consenso sulle infrastrutture identificate come prioritarie e facilitarne la realizzazione.

L'Italia è coinvolta all'interno di tre Gruppi regionali (NSI West Gas, NSI East Gas e SGC):

- Il progetto principale del corridoio NSI West Gas che riguarda la realizzazione di un'interconnessione tra l'Italia e la Germania, attraverso la Svizzera si è concluso a settembre 2018. Tale progetto permette di collegare, sempre attraversando la Svizzera, anche la Francia e la Germania. Il progetto comprende la realizzazione di flussi fisici bidirezionali funzionali al miglioramento dell'interconnessione complessiva della rete europea del gas.
- Nell'ambito del SGC sono previsti ulteriori sviluppi della rete di trasporto di Snam Rete Gas che includono potenziamenti della rete nazionale al fine di permettere lo sviluppo di nuovi punti di entrata localizzati nel Sud del Paese (Linea Adriatica). In particolare il SGC include progetti, finalizzati all'importazione di gas naturale in Italia, proveniente dalle aree del Mar Caspio e, in prospettiva, da ulteriori bacini di produzione del Mediterraneo orientale e del Medio Oriente. In tale contesto sono considerati di particolare rilevanza il progetto TransAdriatic Pipeline (TAP), che consentirà di far arrivare gas di provenienza dell'area del Caspio in Italia, attraverso

la Grecia e l'Albania, e il progetto Poseidon (interconnessione tra l'Italia e la Grecia) con l'obiettivo di collegare il mercato europeo con i giacimenti del mar Caspio, del Medio Oriente e del Mediterraneo orientale attraverso il progetto EastMed. In coerenza con la realizzazione programmata di nuove infrastrutture che potrebbero approdare nel Sud Italia, Snam Rete Gas ha pianificato la realizzazione di vari progetti che consentiranno di ricevere ulteriori quantitativi di gas naturale da un futuro punto di entrata da Sud, ad esempio per un nuovo metanodotto via mare o un nuovo terminale di rigassificazione. Snam Rete Gas ha inoltre già finalizzato (nel 2011) l'aumento della capacità di trasporto bidirezionale al punto di interconnessione di Tarvisio funzionale anche al corridoio SGC.

## PROGETTI DI INTERESSE COMUNE

Un Progetto di Interesse Comune (PIC) è definito come un progetto in grado di offrire significativi benefici ad almeno due Stati membri, contribuendo all'integrazione dei mercati e al rafforzamento della concorrenza e della sicurezza degli approvvigionamenti, nonché alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. I PIC sono accompagnati da uno «status di priorità» a livello nazionale, grazie al quale possono beneficiare di procedure di autorizzazione più efficienti ed accelerate e di un trattamento regolatorio incentivante. Tali progetti hanno inoltre la possibilità di accedere a finanziamenti europei (sono stati stanziati 5,85 miliardi di euro per il periodo 2014 – 2020).

Il 23 novembre 2017 la Commissione Europea ha presentato un elenco di 173 PIC nei settori petrolio, gas ed elettricità, che rappresenta la terza lista dopo quelle adottate ad ottobre 2013 e novembre 2015. Dei PIC che coinvolgono l'Italia inclusi nelle prime due liste adottate dalla Commissione e confermati anche nella terza, Snam Rete Gas ha proposto due progetti: il “Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri” ( PIC n° 5.11) ed il “Potenziamento per nuove importazioni da Sud (Linea Adriatica)” (PIC n° 7.3.4), descritti in dettaglio nel capitolo seguente del presente documento. Gli altri progetti PIC del settore gas di diretto impatto per il sistema italiano, riportati nella seguente tabella, sono a vario stadio di sviluppo. Tra questi altri progetti, al momento dell'adozione del terzo elenco dei PIC, la decisione finale d'investimento è stata presa solo per il metanodotto TAP.

TABELLA 19: PROGETTI DI INTERESSE COMUNE RIGUARDANTI L'ITALIA (fonte Commissione Europea)

PIC	CORRIDOIO	RIFERIMENTO PIC
CONNESSIONE DI MALTA ALLA RETE EUROPEA DEL GAS — GASDOTTO DI INTERCONNESSIONE CON L'ITALIA (GELA)	NSI WEST GAS	5.19
GASDOTTO DALLA GRECIA ALL'ITALIA VIA ALBANIA E MAR ADRIATICO [ATTUALMENTE NOTO COME TRANS-ADRIATIC PIPELINE (TAP)]	SGC	7.1.3
GASDOTTO OFFSHORE DALLA GRECIA ALL'ITALIA [ATTUALMENTE NOTO COME “POSEIDON PIPELINE”]	SGC	7.3.3
GASDOTTO DA GIACIMENTI DI GAS DEL MEDITERRANEO ORIENTALE ALLA GRECIA CONTINENTALE VIA CRETA [ATTUALMENTE NOTO COME EASTMED]	SGC	7.3.1

## PIANO DECENNALE ENTSG

Il Regolamento 2009/715/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 prevede che ENTSG predisponga ogni due anni il Ten Year Network Development Plan (TYNDP) sulla base dei piani di sviluppo nazionali. Il documento deve tenere in considerazione anche i piani di sviluppo

regionali e gli orientamenti per le infrastrutture energetiche paneuropee, ovvero i PIC, che devono necessariamente farne parte. L'obiettivo principale del TYNDP è quello di fornire una visione d'insieme delle infrastrutture del gas esistenti e pianificate a livello europeo e di evidenziare eventuali necessità di investimenti futuri in rapporto alle evoluzioni attese di domanda e offerta a livello comunitario. La pubblicazione del TYNDP da parte di ENTSG è seguita da un processo di consultazione pubblica. Dopo la conclusione della consultazione, ENTSG elabora i commenti e presenta formalmente il TYNDP all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), la quale è tenuta ad esprimere il proprio parere. Il processo per la predisposizione del TYNDP 2017, avviato a inizio 2016, si è concluso nel mese di dicembre dello stesso anno con la pubblicazione del documento per consultazione. Il TYNDP include specifiche considerazioni relative agli impatti delle infrastrutture appartenenti alla lista dei PIC, valutati in termini di effetto aggregato. Il documento include un'analisi armonizzata dei costi-benefici a livello di sistema energetico europeo effettuata tramite la metodologia elaborata da ENTSG e approvata dalla Commissione ai sensi dell'articolo 11 del regolamento 347/2013. Tale analisi si basa sull'utilizzo di un modello di simulazione sviluppato da ENTSG (Network Modelling tool - "NeMo Tool"), funzionale alla valutazione del contributo dei progetti infrastrutturali a raggiungere gli obiettivi energetici europei di sicurezza di approvvigionamento, l'aumento della competitività e l'integrazione dei mercati e sostenibilità ambientale. I risultati delle valutazioni effettuate tramite il Network Modelling tool identificano il grado di flessibilità ed adeguatezza nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti dei singoli sistemi nazionali, indicando potenziali necessità di sviluppo sulla rete di trasporto, la dipendenza di alcune zone da un'unica fonte di approvvigionamento e il grado di diversificazione degli approvvigionamenti. La valutazione dei progetti avviene in diversi scenari di evoluzione di mercato e di sviluppo infrastrutturale. Il piano contiene infatti alcuni scenari di domanda ed offerta basati sulle proiezioni dei gestori della rete di trasporto e confrontati con le previsioni di ENTSG e di altre istituzioni riconosciute.

Risultano in fase conclusiva anche le attività relative alla predisposizione del TYNDP 2018, la cui pubblicazione per consultazione è prevista entro la fine del 2018. Rispetto al precedente piano, il TYNDP 2018 include scenari sviluppati in maniera coordinata con ENTSG-E e basa le sue elaborazioni su una metodologia costi-benefici aggiornata rispetto a quella utilizzata da ENTSG per le precedenti edizioni.

Come ricordato in precedenza, il piano decennale di Snam Rete Gas risulta coerente con il piano di ENTSG e ne considera i possibili sviluppi previsti in relazione alle interconnessioni con il sistema europeo.

## PROCEDURA DI CAPACITA' INCREMENTALE

Il Capo V del Regolamento (UE) 2017/459 descrive la procedura di capacità incrementale che deve essere seguita per la determinazione dei fabbisogni infrastrutturali relativi alle infrastrutture gas. Il regolamento prescrive di dare inizio alla realizzazione dei progetti per la creazione delle capacità incrementali richieste solo nel momento in cui gli stessi superino positivamente un test economico. In particolare il regolamento prevede che almeno ogni anno dispari immediatamente dopo lo svolgimento delle aste annuali di capacità venga valutata congiuntamente da tutti gli operatori europei la domanda di mercato relativa alla capacità incrementale. Di conseguenza tutti gli operatori raccolgono le domande non vincolanti di capacità incrementale e, 8 settimane dopo l'asta annuale di capacità redigono in maniera condivisa dei documenti di valutazione delle richieste ricevute (DAR). I DAR nei quali viene espressa la decisione relativa alla necessità di proseguire con la procedura con il fine di determinare un progetto di capacità incrementale sono in seguito pubblicati sui siti internet

dei TSO. Nel caso in cui venga deciso di proseguire viene dato inizio alla fase di progettazione durante la quale il progetto viene dapprima sottoposto ad una consultazione pubblica ed in seguito finalizzato per poi essere valutato dalle autorità di regolazione coinvolte.

La capacità relativa al progetto elaborato viene quindi messa a disposizione al massimo contestualmente all'asta annuale di capacità dell'anno dispari successivo a quello in cui è stata iniziata la procedura.

Il progetto presentato alle autorità contiene:

- Elementi dimensionali dell'infrastruttura
- Elementi economici
- Elementi regolatori relativi all'infrastruttura
- Elementi relativi al test economico
- Dettaglio delle condizioni contrattuali per l'accesso alle aste

Snam Rete Gas, nel contesto della procedura di capacità incrementale, ha ricevuto una richiesta relativa alla creazione di un nuovo punto di interconnessione con la Grecia con capacità 37,6 MSm<sup>3</sup>/g. Le conseguenti attività sono attualmente in corso in coordinamento con l'operatore della rete greca. Il progetto è stato pubblicato per consultazione in data 19/10/2017 e la consultazione è terminata in data 18/12/2017. E' stato avviato il coordinamento con le autorità Italiana e Greca e sono in corso le valutazioni circa la definizione del quadro regolatorio da applicare all'iniziativa.

## PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS

### PIANO DI SVILUPPO

Snam Rete Gas ha elaborato un piano di sviluppo della propria rete di trasporto che illustra le infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco temporale del piano, rispondendo all'evoluzione del mercato e cogliendo gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti verso l'Italia, di integrazione tra mercati a livello europeo e di sviluppo della liquidità del mercato italiano del gas. Il piano è coerente con gli sviluppi in sede europea, compresi i PIC e gli investimenti decennali previsti da ENTSG nel TYNDP (\*). I progetti più significativi del piano sono la realizzazione dell'interconnessione al metanodotto TAP, la realizzazione della nuova "Linea Adriatica" (compresa la centrale di spinta di Sulmona) e il progetto di Metanizzazione della Sardegna. Il primo è finalizzato a creare un nuovo punto di interconnessione a Melendugno con il gasdotto TAP per l'importazione di gas proveniente dall'Azerbaijan, il secondo risulta funzionale a incrementare la capacità di importazione dal Sud Italia. La metanizzazione della Regione Sardegna è finalizzata a garantire l'alimentazione del nuovo mercato con flessibilità e sicurezza. Si evidenziano inoltre i principali sviluppi su rete regionale, tra cui quelli strumentali ai progetti di metanizzazione tra cui in particolare quelli relativi alla Metanizzazione della Regione Calabria. L'elenco completo dei progetti facenti parte del Piano decennale di sviluppo della rete di gas naturale è riportato nell'allegato 5.

(\*) Il piano prevede progetti di potenziamento della rete di trasporto finalizzati a potenziare la rete del Sud Italia o a creare nuovi punti di interconnessione ad essa collegati e progetti di potenziamento della rete sulla direttrice da Nord – Est. I progetti sono funzionali a possibili nuove fonti di approvvigionamento tramite metanodotti dall'estero e terminali di GNL. Viene inoltre data evidenza nel piano dei progetti previsti per l'allacciamento di nuove produzioni di biometano.

### CRITERI DI PROGETTAZIONE E TUTELA DELL'AMBIENTE

Snam Rete Gas progetta le sue opere in base alle normative vigenti ed a best practice tecniche che tengono conto dei vincoli ambientali ed urbanistici insistenti sul territorio. In particolare, i tracciati dei gasdotti vengono studiati cercando di ridurre al minimo l'impatto ambientale, evitando il più possibile il passaggio in aree importanti o sensibili per la loro ecologia, quali parchi, aree naturali protette, Siti Natura 2000 (ZPS, zone a protezione speciale e SIC, siti di interesse comunitario), in aree di particolare pregio paesaggistico e di interesse archeologico. Inoltre ai fini della sicurezza, si evitano aree geologicamente instabili, interessate da dissesti idrogeologici, e aree fortemente antropizzate. La progettazione dei gasdotti valuta sempre più alternative di tracciato, scegliendo la soluzione migliore in termini di sostenibilità ambientale. In particolare per le opere soggette a valutazione di impatto ambientale nazionale o regionale, la normativa vigente in materia ambientale, D.lgs. 152/2006 e s.m.i., prevede tra l'altro che "lo studio di impatto ambientale contiene una descrizione delle principali alternative prese in esame dal proponente, ivi compresa la cosiddetta opzione zero con indicazione delle principali ragioni della scelta".

Durante le fasi procedurali finalizzate all'ottenimento delle autorizzazioni, possono essere studiate delle minime varianti locali per soddisfare particolari esigenze in materia urbanistica degli Enti locali. Tenuto conto di quanto sopra esposto, si evidenzia che i progetti illustrati nel piano rappresentano la sintesi di tutte le analisi effettuate al fine di minimizzare l'impatto sul territorio e si configurano come le migliori soluzioni progettuali realizzabili.

## CRITICITÀ E CONGESTIONI DELLA RETE

Ad oggi la rete di trasporto risulta avere un buon grado di flessibilità e di magliatura che ne garantisce l'esercizio anche in condizioni di stress in caso di punta di prelievo. Alcune situazioni particolari sono prese in considerazione ai fini della valutazione dello stato della rete e al fine di valutare la necessità di eventuali interventi. Sulla rete nazionale di trasporto si è considerato uno scenario in cui il punto di entrata di Passo Gries, a causa di eventi indipendenti da Snam Rete Gas, possa avere un flusso in entrata pari a zero (situazione possibile sia per fattori di natura commerciale che tecnica e già verificatasi in passato) unitamente a una disponibilità degli stoccaggi gas dell'area nord occidentale che possa essere limitata facendo venire meno l'apporto di questa fonte. Anche in questa particolare condizione, grazie soprattutto alla realizzazione del progetto "Supporto al mercato nord – ovest e flussi bidirezionali trasfrontalieri" che è stato messo in esercizio a settembre 2018 il sistema del gas italiano è in grado di garantire l'approvvigionamento del mercato considerato e pertanto risulta resiliente anche a tale evenienza.

Tenuto conto delle massime capacità da Mazara del Vallo, da Gela e delle nuove capacità in arrivo dal TAP, la rete di trasporto potrebbe in futuro risultare congestionata e pertanto sono stati pianificati i progetti "Potenziamento per nuove importazioni da sud - Linea Adriatica" e "Metanodotto Matagiola – Massafra" che congiuntamente sono funzionali ad ulteriori richieste di capacità dal centro sud.

Inoltre per prevenire eventuali congestioni future del sistema di trasporto in funzione di ulteriori nuovi punti di entrata sono stati studiati i progetti "Ulteriori potenziamenti a sud" e "Potenziamenti da nord est" che permetteranno di garantire il trasporto di eventuali nuovi quantitativi.

La situazione più critica sulla rete di trasporto nazionale si ha in relazione al trasporto dei flussi di gas provenienti dallo stoccaggio di Fiume Treste. L'infrastruttura attuale non è infatti in grado di trasportare i flussi provenienti dallo stoccaggio nel caso in cui vengano erogate le capacità di punta, limitando di fatto un'importante fonte di flessibilità del sistema italiano. Snam Rete Gas ha già pianificato la realizzazione della centrale di Sulmona mediante la quale potranno essere eliminati i colli di bottiglia esistenti.

Per quanto riguarda la rete regionale sono state prese in considerazione una serie di situazioni di trasporto per le quali risulta necessario intervenire con la realizzazione di nuove infrastrutture, su aree più o meno circoscritte, al fine di:

1. creare nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio-lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati in una determinata area;
2. potenziare (e/o estendere, nel caso di un nuovo bacino d'utenza) la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

## PROGETTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE NAZIONALE

La rete nazionale è formata da metanodotti di grandi dimensioni e dai relativi impianti ausiliari che trasportano il gas dai punti di entrata del sistema, importazioni e principali produzioni nazionali, ai punti di uscita verso la rete regionale e presso le strutture di stoccaggio.

I principali progetti di rete nazionale compresi nel piano rispondono principalmente a esigenze di potenziamento delle infrastrutture per la creazione di nuova capacità di importazione e di esportazione, come illustrato nella figura seguente.



Nel prosieguo del documento sono descritte le finalità e le caratteristiche delle opere più significative che vengono maggiormente dettagliate nelle schede in allegato 6.

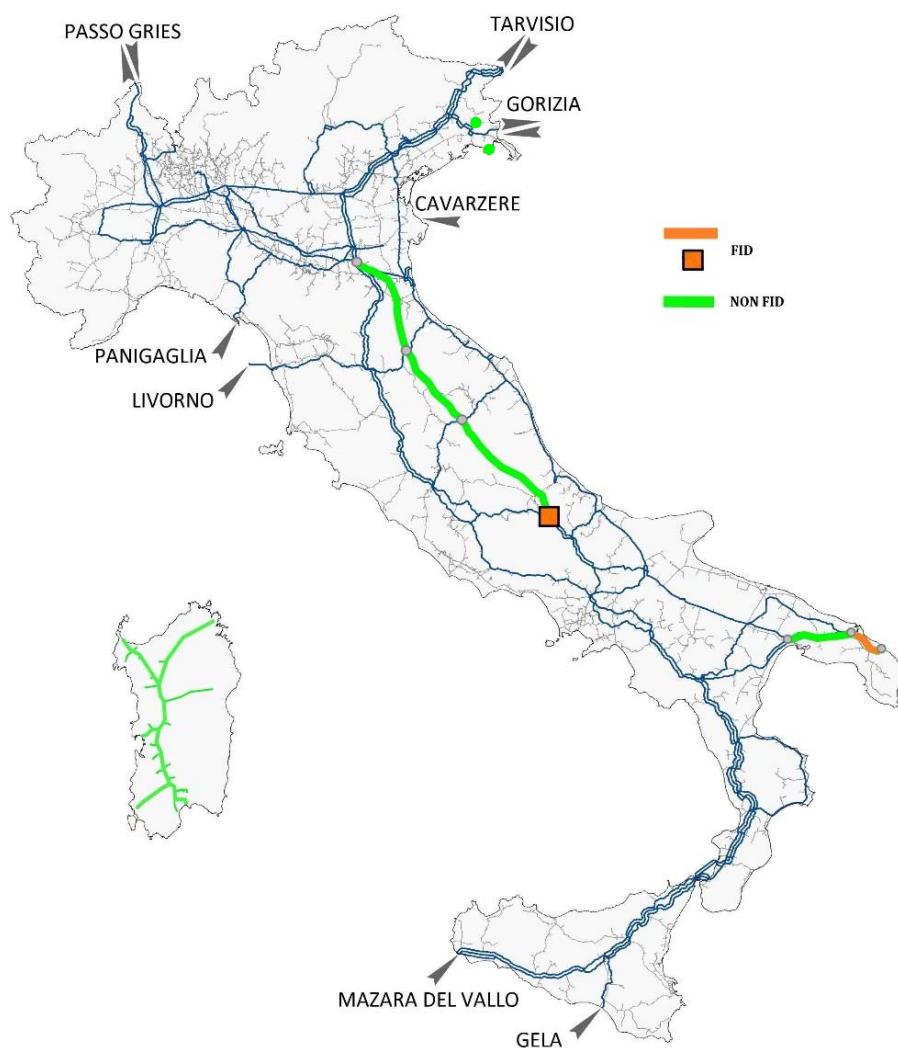
L'avvio delle fasi realizzative dei progetti è comunque subordinato all'assunzione degli impegni contrattuali di utilizzo delle capacità di trasporto, secondo le procedure di accesso alla rete di trasporto indicate nel Codice di Rete di Snam Rete Gas o nella normativa di fattispecie.

Gli sviluppi previsti da Snam Rete Gas, a meno dei collegamenti iniziali alla rete, non sono necessariamente legati a specifici progetti di importazione.

I progetti di sviluppo riportati nel piano sono infatti finalizzati creare capacità incrementale per trasportare nuovi flussi di gas provenienti sia da Sud, sia da Nord-Est.

Per il dimensionamento degli interventi e in particolare per il calcolo della nuova capacità di trasporto, Snam Rete Gas fa invece riferimento a specifici progetti di importazione e tiene conto di diversi scenari giornalieri di mercato derivati dalle previsioni di domanda e offerta nel periodo decennale. In particolare, per il dimensionamento degli interventi sulle dorsali di importazione, si assume di norma la stagione estiva (vedi Allegato 2), ovvero quella caratterizzata da prelievi ridotti, come condizione cautelativa di progetto. Tale approccio è mirato a garantire il corretto dimensionamento dei progetti pur preservando la generalità degli obiettivi degli stessi.

FIGURA 11: PRINCIPALI PROGETTI DI SVILUPPO NELL'ARCO TEMPORALE DEL PIANO



## PROGETTI DI SVILUPPO PRIORITARI

Nella tabella 20 sono indicati i progetti ritenuti prioritari. Il progetto “Interconnessione TAP” risulta prioritario nell’ottica di incrementare la sicurezza di approvvigionamento del sistema italiano, la concorrenza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e in funzione degli impegni contrattuali assunti con gli shippers. Il progetto di metanizzazione della Sardegna risulta prioritario per consentire di attuare il Piano Energetico-Ambientale della Regione Sardegna, che prevede un crescente utilizzo del metano nei settori industriale, terziario, residenziale e dei trasporti al fine di riequilibrare il mix delle fonti energetiche e di riallineare la configurazione a quella del resto dell’Italia e dell’Europa in termini di economicità e sostenibilità, nonché di garantire la sicurezza energetica dell’isola.

TABELLA 20: PROGETTI DI SVILUPPO PRIORITARI

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DECISIONE FINALE D’INVESTIMENTO
INTERCONNESSIONE TAP	2020	SI
METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA	2021/2025	NO

## ULTERIORI PROGETTI DI SVILUPPO

Nella tabella 21 sono indicati i progetti previsti successivamente al triennio 2018-2020 funzionali ad assicurare il trasporto delle nuove capacità in arrivo da nuovi o esistenti punti di entrata.

In particolare i progetti “Potenziamento per nuove importazioni da sud (Linea Adriatica)” e “Met. Matagiola-Massafra” sono funzionali ai nuovi quantitativi da sud tenuto conto delle massime capacità da Mazara del Vallo e Gela e delle nuove iniziative da Sud (TAP).

TABELLA 21: ULTERIORI PROGETTI DI SVILUPPO

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DECISIONE FINALE D’INVESTIMENTO
INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA	2023	NO
POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA	2024	NO
POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD (“LINEA ADRIATICA”)	2026	NO
MET. MATAGIOLA-MASSAFRA	2026	NO
POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST	DA DEFINIRE	NO
ULTERIORI POTENZIAMENTI SUD	DA DEFINIRE	NO

Nei paragrafi seguenti sono descritte le finalità e le motivazioni alla base delle scelte di pianificazione di ciascun progetto ed i relativi principali contenuti tecnici e tempi di messa in esercizio.

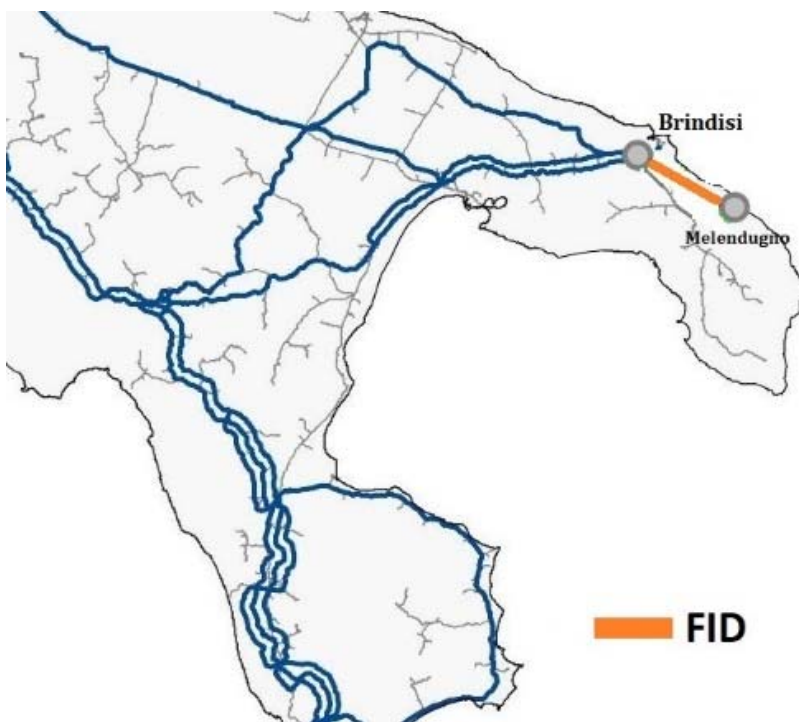


## INTERCONNESSIONE TAP

In data 21/09/2016, Snam Rete Gas ha avviato la procedura aperta prevista dalla delibera ARG/GAS 2/10, a seguito della “Prima Richiesta di accesso alla Rete Nazionale di Gasdotti” relativa ad un punto di entrata a Melendugno. Snam ha di conseguenza elaborato il progetto e formalizzato la proposta di conferimento che è stata accettata nel settembre 2018 dagli shippers i quali hanno definito i relativi contratti di trasporto. Come risultato della procedura, Snam Rete Gas ha preso la decisione finale di investimento per la realizzazione dell’opera.

Il progetto di Interconnessione TAP (DN1400 – 55 km) è funzionale al collegamento della nuova infrastruttura di importazione TAP, prevista in arrivo a Melendugno, con la rete nazionale esistente presso Brindisi, rendendo disponibile una capacità massima in ingresso pari a circa 44 MSm<sup>3</sup>/g senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud. L’entrata in esercizio complessiva del progetto è programmata per l’anno 2020. Il progetto "Interconnessione TAP" è incluso nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 di ENTSG con il codice identificativo TRA-F-1193 ed è rappresentato nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor".

FIGURA 12: INTERCONNESSIONE TAP



## METANIZZAZIONE SARDEGNA

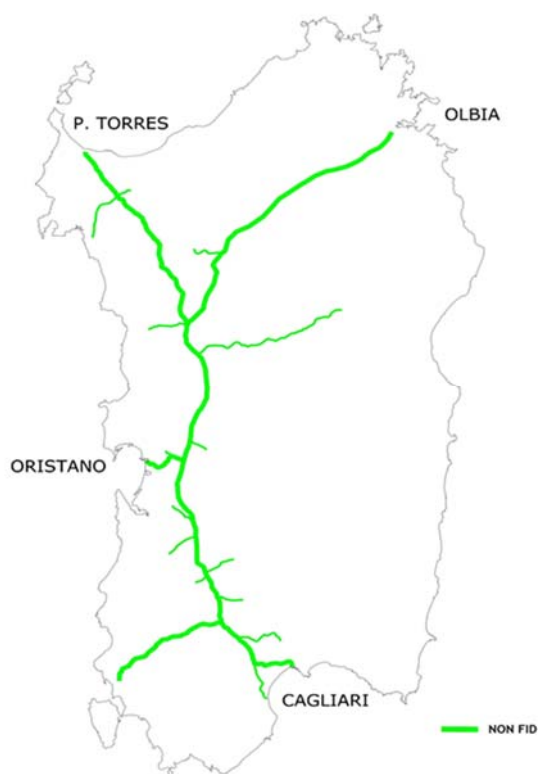
Snam Rete Gas e SGI hanno siglato un accordo per la costituzione di un nuovo operatore di trasporto partecipato da entrambe le società che avrà il compito di realizzare ed esercire la rete di trasporto gas prevista per la metanizzazione della regione Sardegna. Il progetto presentato nell'attuale piano, sviluppato concordemente fra Snam Rete Gas e SGI, riguarda gli interventi volti a realizzare le strutture di trasporto del gas naturale interconnesse con i punti di alimentazione previsti. Con riferimento al "Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030" (PEARS), si è ipotizzato che la fornitura di gas sia garantita da alcuni dei terminali GNL in corso di sviluppo ed eventualmente altri la cui ubicazione è al momento ancora da precisare nel dettaglio. Il progetto è stato comunque dimensionato allo scopo di perseguire la massima flessibilità e sicurezza di approvvigionamento, garantendo l'alimentazione del mercato ipotizzato a regime anche da un solo punto di alimentazione.

Il progetto è composto da una dorsale principale appartenente alla Rete Nazionale per una lunghezza pari a circa 380 km e avente diametro DN650/DN400 e dai metanodotti appartenenti alla Rete Regionale per circa 190 km aventi diametro DN400/DN150 che permetteranno di raggiungere le principali aree di mercato della Regione.

Le singole opere incluse nel progetto di metanizzazione sono programmate in più fasi realizzative il cui completamento è attualmente previsto tra il 2021 ed il 2025. Il progetto "Metanizzazione della Sardegna" è incluso nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-N-1194 e nel GRIP "Southern Corridor".

Il progetto di metanizzazione della Sardegna consente di riequilibrare il mix delle fonti energetiche e di riallineare la configurazione a quella del resto dell'Italia e dell'Europa in termini di economicità e sostenibilità, nonché di garantire la sicurezza energetica dell'isola.

FIGURA 13 PROGETTO DI METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA



## INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA

Alla luce dei piani di sviluppo del consumo di gas naturale nell'area di Koper e tenendo conto degli obiettivi della direttiva europea n. 2009/73/CE e delle infrastrutture già presenti in tale area, il MiSE italiano e il Ministero delle infrastrutture sloveno hanno convenuto sull'opportunità di realizzare una nuova interconnessione tra le reti di Snam Rete Gas e di Plinovodi (il gestore del trasporto sloveno) nell'area di San Dorligo della Valle – Osp e supportano la partecipazione delle due società nella proposta di un progetto di interconnessione coordinato.

Snam Rete Gas e Plinovodi hanno predisposto un accordo tecnico tramite il quale definiscono e concordano i principali elementi tecnici del progetto, quali la capacità di trasporto considerata ai fini del dimensionamento, il diametro del metanodotto, la pressione minima contrattuale nel punto di interconnessione e la pressione massima di esercizio. In base all'accordo, il progetto prevede una nuova capacità presso il punto di uscita dalla rete nazionale di San Dorligo della Valle di circa 0,3 MSm<sup>3</sup>/g. Non è ancora stata presa la decisione finale d'investimento e al momento l'entrata in esercizio è programmata per l'anno 2023. Nell'ambito di un progetto coordinato, nel mese di novembre 2014 Snam Rete Gas e Plinovodi hanno avviato una consultazione di mercato al fine di raccogliere le manifestazioni di interesse non vincolanti dagli operatori/utenti interessati alla realizzazione di capacità in uscita dalla rete Snam Rete Gas e in entrata nella rete di Plinovodi presso il nuovo punto di interconnessione. Il periodo per l'invio delle manifestazioni di interesse si è concluso in dicembre 2014; la decisione finale d'investimento è subordinata all'avvio e all'esito del processo di conferimento di capacità di trasporto presso il punto. Il progetto "Interconnessione con la Slovenia" è incluso nel TYNDP 2017- 2026 di ENTSOG, nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 di ENTSOG e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-354.

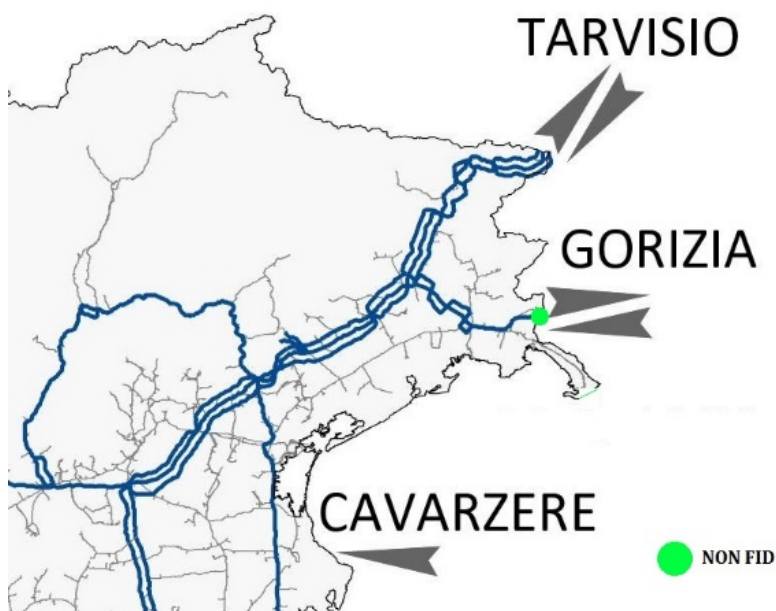
FIGURA 14: INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA



## POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA

Il Trasportatore Sloveno, Plinovodi mediante il progetto avente codice TRA-N-112 nel TYNDP 2017-2026 di ENTSG e quello Ungherese FGSZ mediante il progetto avente codice TRA-N-325 pianificano un'interconnessione fra i due paesi. Un possibile sviluppo del corridoio Ungaro-Sloveno è l'incremento di capacità bidirezionale presso il punto di interconnessione di Gorizia. Snam Rete Gas, anche a seguito di una richiesta non vincolante di capacità incrementale sul punto di Gorizia pervenuta a Plinovodi e FGSZ si sta coordinando con i due operatori per favorire la creazione di questo nuovo corridoio. Il progetto prevede un intervento circoscritto alla sola sezione di misura dell'impianto Gorizia per accrescere la capacità del punto di entrata fino a 6 MSm<sup>3</sup>/g in entrambe le direzioni di flusso. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta all'esito delle relative aste di capacità incrementale. Il progetto "Potenziamento impianto di Gorizia" è incluso nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 di ENTSG con il codice identificativo TRA-N-1227.

FIGURA 14B: POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA



## **POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD (LINEA ADRIATICA)**

Snam Rete Gas, in linea con quanto emerso dalla SEN, considera lo sviluppo di nuove importazioni da Sud un elemento strategico per una maggiore diversificazione delle fonti, per un incremento della competitività del mercato del gas e per una maggiore sicurezza dell'intero sistema di trasporto Nazionale. Pertanto Snam Rete Gas ha pianificato la realizzazione del progetto "Potenziamento per nuove importazioni da sud" volto a garantire il raggiungimento degli obiettivi appena esposti che si compone delle opere descritte di seguito.

### Linea Adriatica

Tale progetto consentirà di rendere disponibile nuova capacità di trasporto per circa 24 MSm<sup>3</sup>/g dai punti di entrata da Sud. Il progetto comprende la costruzione di circa 430 km di nuova linea di diametro DN1200 lungo la direttrice Sud – Nord e il potenziamento dell'impianto di compressione di Sulmona per circa 33 MW. La Linea Adriatica è funzionale al trasporto di quantitativi di gas provenienti da eventuali nuove iniziative di approvvigionamento dalla Sicilia e dal medio Adriatico. La Linea Adriatica può essere vista come uno sviluppo che ha carattere di generalità e che consente di potenziare le capacità della direttrice di importazione da Sud, favorendo l'interconnessione di nuove iniziative di importazione che insistono sul Corridoio ad alta priorità delle reti energetiche "Southern Gas Corridor". Gli interventi di potenziamento della rete (metanodotti) necessari per il trasporto dei nuovi quantitativi di gas sono al momento in corso di acquisizione dei permessi.

Per il progetto "Nuova Centrale di Sulmona" è stata adottata una decisione finale di investimento e sono state acquisite le autorizzazioni necessarie alla costruzione.

Il progetto infatti garantisce un incremento delle portate trasportabili provenienti dall'erogazione dello stoccaggio di Fiume Treste. Lo sfruttamento della piena capacità erogativa di punta dello stoccaggio di Fiume Treste mette a disposizione del sistema italiano una maggiore flessibilità che potrebbe permettere un contenimento dei prezzi in caso di eventi che producano un mercato del gas particolarmente corto. La Centrale di Sulmona, oltre ad aumentare la flessibilità della rete italiana, permette inoltre di evitare costi in investimenti di sostituzione sulle altre centrali di compressione del sistema di trasporto.

FIGURA 15: POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD (LINEA ADRIATICA)



La "Linea Adriatica" è inclusa nel TYNDP 2017-2026 di ENTSG, nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-007. Il progetto è inoltre inserito nella lista PIC della Commissione Europea del 23 novembre 2017 con n° 7.3.4, con l'obiettivo di portare in Europa nuovo gas dalle riserve del Mediterraneo Orientale. Snam Rete Gas, in conformità alla direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009,

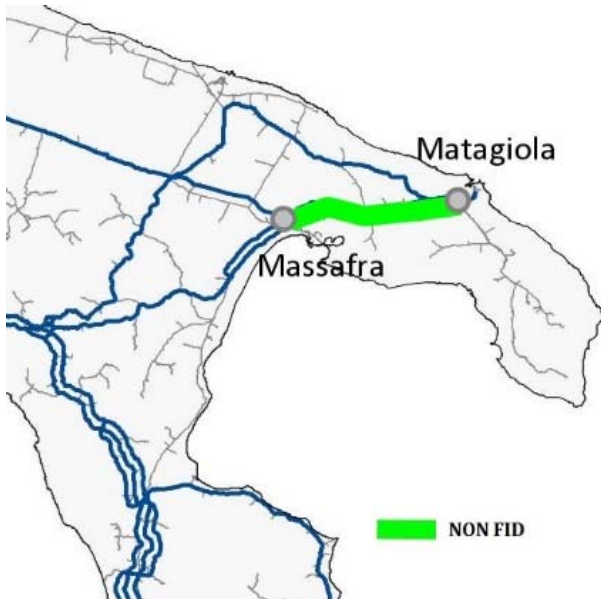


tiene in considerazione tale progetto all'interno del piano e ne riconosce l'importanza ai fini della strategia energetica europea. L'entrata in esercizio complessiva del progetto è programmata per l'anno 2026. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta alle richieste di capacità incrementale in esenzione o in regime regolato che verranno avanzate su Punti di Entrata esistenti o da creare nel sud Italia. Si evidenzia che il progetto della Linea Adriatica è abilitante per più opportunità di nuove importazioni: l'Adriatica è infatti funzionale a importazioni dal Sud da differenti origini. Come noto è in corso una procedura di Incremental Capacity per creare una nuova interconnessione tra Italia e Grecia, e analogamente sono in corso altre interlocuzioni con i promotori delle iniziative finalizzate a sviluppare il corridoio Sud.

#### Metanodotto Matagiola-Massafra

Il nuovo metanodotto Matagiola – Massafra (DN1400 – 80 km) permetterà l'incremento della capacità massima dei punti di entrata della Puglia fino ad un massimo di 74 MSm<sup>3</sup>/g senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud. Tale investimento è funzionale alle iniziative che insistono sulla rotta del Southern Gas Corridor (SGC). L'entrata in esercizio del progetto è programmata per l'anno 2026. Il progetto relativo al metanodotto “Matagiola – Massafra” è incluso nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 con il codice identificativo TRA-N-1195. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta alle richieste di capacità incrementale in esenzione o in regime regolato che verranno avanzate su Punti di Entrata esistenti o da creare in Puglia.

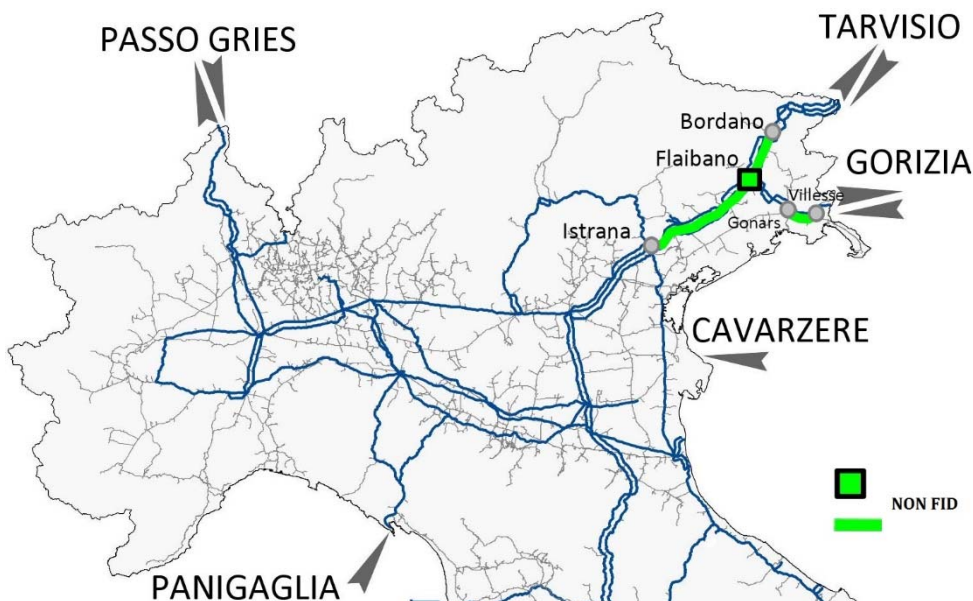
FIGURA 16: METANODOTTO MATAGIOLA – MASSAFRA



## POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST

Il progetto prevede la posa di nuovi gasdotti per l'incremento della capacità di trasporto da Nord – Est ed è incluso nel TYNDP 2017-2026 di ENTSG, nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-008. Le attività realizzative del progetto "Potenziamenti importazioni da Nord - Est", data l'indeterminatezza degli scenari di domanda e offerta, sono previste al di fuori del perimetro temporale del piano, pertanto il progetto è incluso nel documento limitatamente alle attività di ingegneria e acquisizione dei permessi.

FIGURA 17: POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST

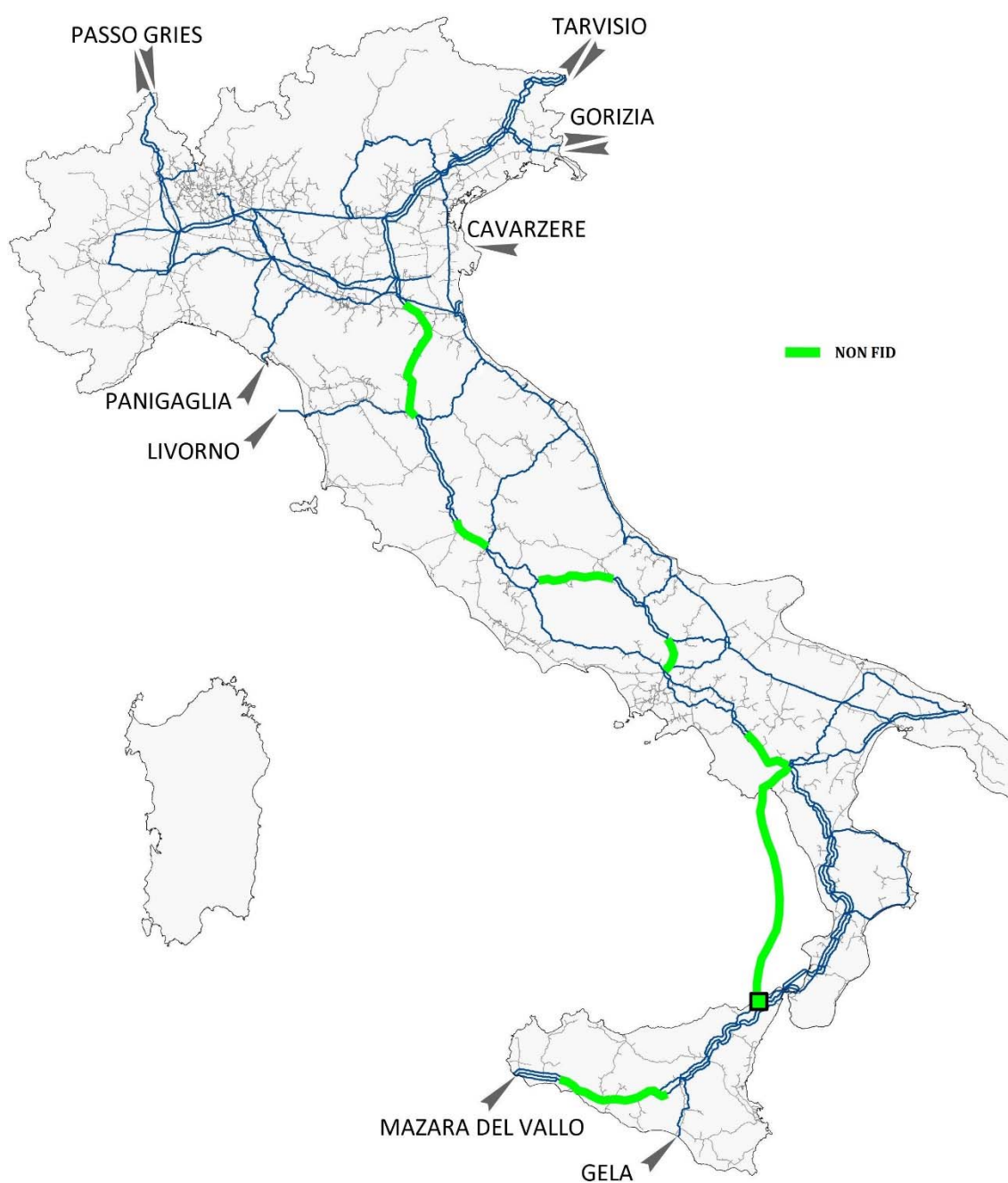




## ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD

Il progetto prevede ulteriori potenziamenti di una serie di metanodotti e impianti lungo la direttrice Sud – Nord, per realizzare nuova capacità di trasporto in entrata da un eventuale nuovo punto di entrata da Sud relativo a nuovi progetti di importazione o GNL. Il progetto "Ulteriori potenziamenti a Sud" è incluso nel TYNDP 2017-2026 di ENTSG nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-009. Le attività realizzative del progetto "Ulteriori Potenziamenti a Sud", data l'indeterminatezza degli scenari di domanda e offerta, sono previste al di fuori del perimetro temporale del piano, pertanto il progetto è incluso nel documento limitatamente alle attività di ingegneria e acquisizione dei permessi.

FIGURA 18: ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD



## **ALTRI PROGETTI DI INTERESSE COMUNE INERENTI LA RETE NAZIONALE**

I progetti pianificati da Snam Rete Gas nel periodo decennale tengono conto degli sviluppi inclusi nella lista dei PIC, presentata il 23 novembre 2017 dalla Commissione Europea. Con riferimento ai progetti PIC presentati nella tabella 19 per i quali non si trova un riscontro diretto nel piano, Snam Rete Gas è comunque predisposta per attuare gli interventi necessari a garantire il trasporto dei quantitativi indicati, allorquando lo stato di avanzamento del progetto prefiguri un effettivo impegno alla sua realizzazione.

## **PROGETTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE REGIONALE**

La rete regionale è costituita da infrastrutture di estensione interregionale, regionale e locale, spesso magliate, alimentate da uno o più punti di immissione dalla rete nazionale. L'esigenza di potenziamento e sviluppo della rete regionale è conseguente alle seguenti necessità:

- potenziare la rete per creare nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati in una determinata area;
- potenziare (e/o estendere, nel caso di un nuovo bacino d'utenza) la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

Ai fini del dimensionamento delle suddette esigenze di potenziamento, viene considerata la domanda di picco in condizioni climatiche invernali, tali condizioni infatti caratterizzano fortemente i prelievi delle reti di distribuzione urbana. Tali valutazioni sono effettuate in quanto le infrastrutture di rete regionale, essendo più prossime ai punti di prelievo finale del gas naturale, sono maggiormente sollecitate dalle dinamiche del mercato. Le soluzioni tecniche individuate tengono conto di eventuali sinergie con esigenze di adeguamento della rete esistente al fine di ottimizzare i costi complessivi.

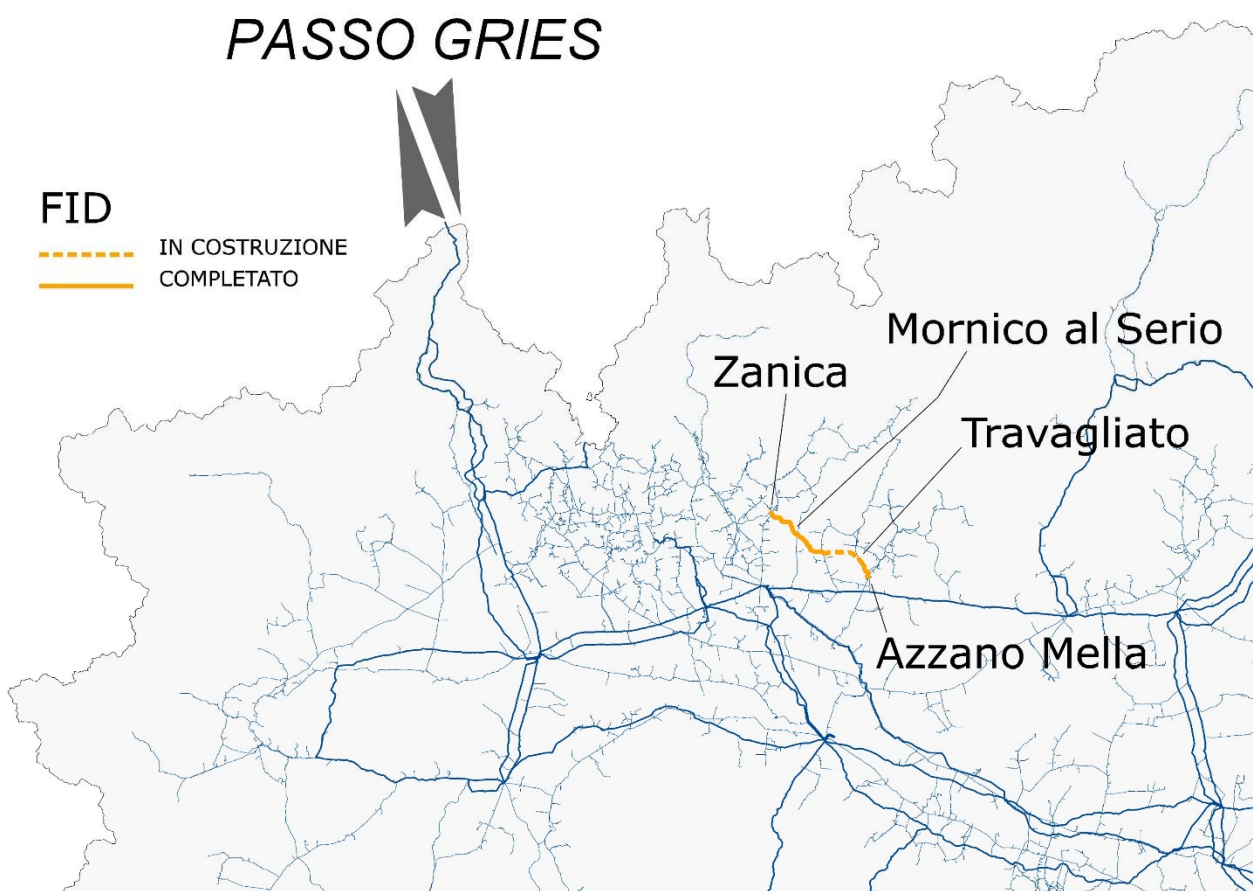
Le principali opere di potenziamento e di estensione della rete regionale, comprese nel piano, sono ubicate nell'area della Lombardia, della Campania e della Calabria e sono descritte nei paragrafi seguenti. In particolare in Calabria sono previste numerose opere di estensione della rete nell'ambito del programma di metanizzazione della regione.

## Potenziamenti in Lombardia

Sulla rete regionale della Lombardia sono stati pianificati, e in larga parte già realizzati, alcuni importanti interventi di potenziamento che consentono di adeguare le prestazioni delle strutture di trasporto regionale, alle esigenze del mercato del gas naturale.

Nella zona Centro Orientale sono previsti interventi di sviluppo nell'area compresa tra Azzano Mella (BS) e Zanica (BG). Ad oggi, a completamento della suddetta struttura di trasporto, è in corso di realizzazione il tratto Chiari-Travagliato (13,5 km).

FIGURA 21: POTENZIAMENTO IN LOMBARDIA



## Collegamento Pietravairano - Pignataro Maggiore

Nella Regione Campania è prevista la realizzazione di un nuovo metanodotto di circa 25 km con partenza dal metanodotto Transmediterraneo “A” ed arrivo sul metanodotto Melizzano – Cisterna. Il nuovo collegamento consentirà di potenziare quest’ultimo metanodotto sulla tratta Melizzano – Pignataro Maggiore, funzionale alla fornitura del gas naturale ad una pluralità di punti di riconsegna tra i quali si evidenziano due centrali termoelettriche ed il mercato dell’area metropolitana di Napoli, ripristinando assetti di trasporto in linea con i criteri di affidabilità e flessibilità richiesti.

Consentirà inoltre di incrementare la sicurezza dell’approvvigionamento del gas naturale, in quanto la nuova infrastruttura si configura quale una seconda alimentazione per i suddetti mercati, potendone garantire la fornitura anche in caso di indisponibilità dell’alimentazione da Melizzano.

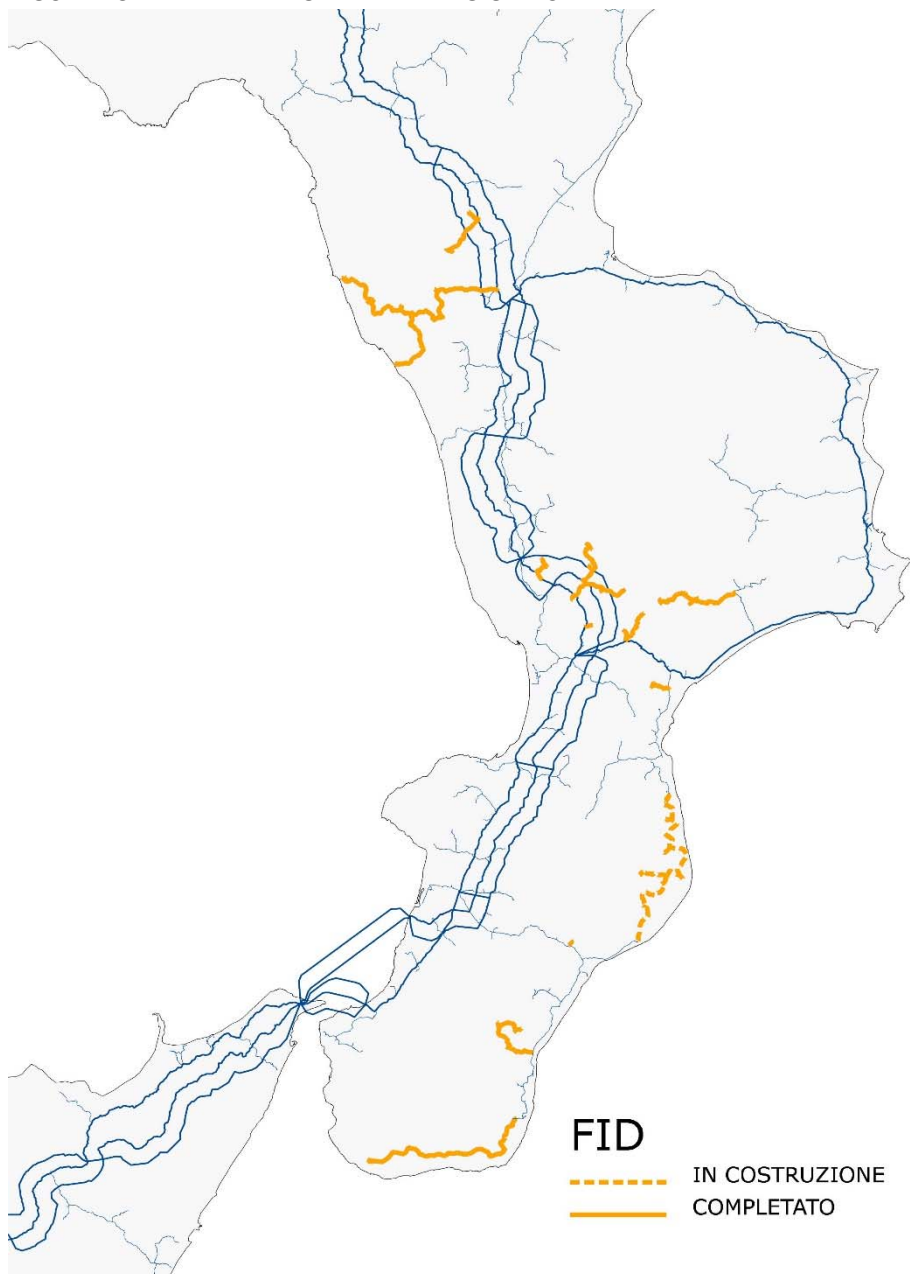
FIGURA 22: COLLEGAMENTO PIETRAVAIRANO – PIGNATARO MAGGIORE



## Metanizzazione della Regione Calabria

Sull'intero territorio della Regione Calabria è prevista la realizzazione di opere per il completamento della metanizzazione della Regione a seguito della stipula da parte delle imprese di distribuzione dei contratti di allacciamento alla rete di metanodotti di Snam Rete Gas. Tali opere, che prevedono la costruzione di metanodotti per circa 310 km complessivi, comprendono 17 adduttori (di cui 15 già realizzati) al servizio di 62 punti di riconsegna (di cui 55 già realizzati).

FIGURA 23: METANIZZAZIONE DELLA REGIONE CALABRIA



## PROGETTI DI ALLACCIAMENTO

Secondo quanto previsto dal decreto 164/2000 “Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144.” Snam Rete Gas quale impresa che svolge attività di trasporto e dispacciamento è tenuta “ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui esse dispongono abbia idonea capacità, e purché le opere necessarie all'allacciamento dell'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili”. I progetti di allacciamento, a seconda dell'infrastruttura allacciata e delle dimensioni dell'infrastruttura di allacciamento, possono fare parte della Rete Nazionale dei Gasdotti o della Rete Regionale dei Gasdotti. All'interno del piano decennale sono di conseguenza inseriti i progetti di allacciamento che ricadono all'interno dell'arco temporale del Piano.

Nel contesto dei progetti di allacciamento, particolare importanza ricoprono gli investimenti relativi all'interconnessione delle produzioni di biometano che ricoprono una percentuale importante della spesa di piano dedicata a tale tipologia di progetti. Tali progetti sono stati inseriti come aggregato nella lista dei progetti che verranno considerati nel TYNDP 2018-2027 con codice identificativo TRA-N-1265

## ANALISI COSTI - BENEFICI

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha introdotto per mezzo della delibera 468/2018/R/GAS (di seguito delibera) i requisiti minimi per l'esecuzione di un'analisi costi benefici per gli interventi di sviluppo relativi alle reti di trasporto gas.

I requisiti della delibera saranno recepiti mediante specifico documento recante i criteri applicativi dell'ACB che verrà sviluppato e proposto da Snam Rete Gas ad ARERA entro il 28 febbraio 2019, previa consultazione degli altri gestori di rete e di tutti i soggetti interessati. Come indicato nella delibera, i criteri, che verranno recepiti già nel piano decennale 2019 per quegli aspetti che potranno essere immediatamente applicabili, troveranno invece piena applicazione a partire dal piano decennale 2020.

Ai fini del presente Piano, in attesa della definizione dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici, si è fatto riferimento alle disposizioni di cui all'articolo 7 della delibera. Ove possibile, compatibilmente alle tempistiche di predisposizione del Piano, sono stati anche considerati i requisiti metodologici minimi definiti dall'ARERA nella stessa delibera.

In particolare nel presente paragrafo vengono espressi i dettagli del metodo che è stato applicato per la quantificazione dei benefici, dei costi e per la determinazione degli indicatori per la valutazione dei progetti.

La quantificazione dei medesimi valori, nonché i dettagli peculiari dei singoli progetti applicati nella valutazione degli stessi sono esplicitati nell'allegato 6 contenente le schede riepilogative.

### Requisiti generali per l'analisi costi-benefici

Snam Rete Gas, in conformità allo spirito e ai requisiti della delibera 468/2018/R/GAS, presenta nel Piano un'analisi dei costi e dei benefici che tiene in considerazione l'aspetto economico degli



investimenti, riferendosi anche al documento “2<sup>nd</sup> ENTSOG Methodology for Cost-Benefit Analysis of Gas Infrastructure Projects” del 22 ottobre 2018.

Come richiesto dalla delibera si sono valorizzati i seguenti indicatori quantitativi che per come sono definiti sono applicabili solo ai progetti di rete nazionale che impattano sulla capacità dei punti di entrata e uscita interconnessi con metanodotti esteri :

- N-1
- IRDI: indice di diversificazione delle fonti di approvvigionamento
- BPI: indice di capacità bidirezionale

I risultati dell’analisi economica, applicati a tutti i progetti oggetto di analisi costi-benefici, vengono invece sintetizzati mediante l’ausilio dei seguenti indicatori:

- $VAN_E$  = Valore attuale netto economico
- $B/C$  = Rapporto Benefici/Costi
- $PBP_E$  = Payback Period Economico

In allegato 6 sono riportate le formule per il calcolo degli indicatori citati.

L’ACB dei progetti viene effettuata individuando i benefici generati in ambito nazionale e i costi sostenuti per la realizzazione dei progetti. Si è inoltre adottato un approccio incrementale, di conseguenza si è valutato uno scenario in presenza del progetto e uno scenario che descrive la situazione del sistema nel momento antecedente alla messa in esercizio dello stesso (scenario controfattuale). Di conseguenza si sono determinate le differenze fra i due scenari. Questo approccio permette di tener conto esclusivamente degli effetti prodotti dal progetto in corso di valutazione evitando eventuali double counting.

L’ACB è stata applicata tenendo conto delle seguenti soglie:

- progetti con un costo a vita intera superiore a 5 milioni € per la rete regionale;
- progetti con un costo a vita intera superiore a 25 milioni € per la rete nazionale.

Si sono esclusi dall’applicazione dell’ACB gli interventi che devono essere realizzati ai sensi di legge, quindi in particolar modo gli allacciamenti.

Ricadono pertanto nel campo di applicazione 10 progetti la cui analisi è riportata nell’Allegato 6.

L’analisi economica è stata sviluppata su un orizzonte temporale dal primo anno di spesa fino al 25° anno a partire dall’entrata in esercizio dell’infrastruttura, applicando un tasso di sconto sociale pari al 4% in termini reali senza considerare il valore residuale dell’infrastruttura al termine dell’orizzonte temporale di analisi.

### **Modelli di calcolo utilizzati**

Per la determinazione di alcuni benefici, in particolare il B1 e il B3 si sono utilizzati dei modelli di calcolo che sono qui di seguito descritti.

### **Modello per la simulazione idraulica della rete**

Il modello per la simulazione della rete in regime stazionario è descritto approfonditamente nell'allegato 1 ed è stato utilizzato per la determinazione delle capacità incrementali di trasporto dei singoli progetti e per la determinazione del beneficio B3 per investimenti che coinvolgono porzioni circoscritte del mercato gas prevalentemente riferite alla rete regionale.

### **Modello per la definizione del dispacciamento e dei prezzi all'ingrosso del gas**

Le simulazioni sono state effettuate da una società di consulenza specializzata in tale campo, Pöyry Management Consulting, tramite l'applicazione del proprio modello denominato *Pegasus 3*, al fine di fornire proiezioni di dispacciamento e di prezzo all'ingrosso gas in Italia e nel resto d'Europa per la determinazione dei benefici B1 e B3 relativi a investimenti che hanno impatto sulle fonti di approvvigionamento Italiane, quindi sviluppi della rete nazionale dei gasdotti.

*Pegasus 3* è un modello paneuropeo e statunitense che permette di simulare con granularità giornaliera numerose zone di mercato del mondo. Tali simulazioni si basano sull'interazione tra offerta e domanda su base giornaliera in 31 zone, consentendo di avere un elevato dettaglio in termini di output. Il modello, inoltre, include nelle simulazioni le tariffe di trasporto, i flussi di GNL, i flussi in iniezione/erogazione in/da stoccaggio e i profili meteorologici, e quindi di domanda, rendendo i risultati delle analisi quanto più aderenti alla realtà.

*Pegasus 3* è un modello di ottimizzazione basato su una tecnica di programmazione lineare (LP), che permette di trovare una soluzione di ottimo economico per la fornitura di gas a livello globale per ciascun anno di analisi. La soluzione è soggetta a una serie di vincoli, come capacità dei gasdotti, dei terminali GNL, capacità di interconnessione e limiti di iniezione/erogazione degli stoccaggi, nonché di vincoli contrattuali di prelievo di medio/lungo termine.

Il modello consente inoltre di modificare le variabili di input creando scenari ad hoc, opportunamente tarati sulla base delle ipotesi più attendibili. In particolare lo strumento consente di aggiungere o modificare infrastrutture gas, stimando l'impatto di tali modifiche sul mercato nazionale ed europeo. Gli output del modello sono il risultato di una complessa elaborazione di numerosi input contenuti in un database multi-dimensionale (tempo, costi, capacità, ecc.) basato anche su parametri macroeconomici e climatici (ad esempio temperature).

Nel caso in oggetto sono stati estratti dal modello *Pegasus 3* le proiezioni di flusso agli entry/exit point italiani e i prezzi gas all'ingrosso in Italia, Austria, Olanda e Germania.

### **Contrasting scenario**

Al fine di far apprezzare i benefici dei progetti proposti nel Piano Decennale, in scenari anche molto differenti fra loro, Snam Rete Gas ha svolto le simulazioni nell'ambito di un contesto Europeo. Basandosi sulle informazioni disponibili relativamente al TYNDP 2018-2027 di EntsoG sono stati costruiti 3 scenari denominati "Central", "South Route" e "North Route" caratterizzati dalle seguenti assunzioni relativamente a:

- domanda gas;
- scenario infrastrutturale europeo;



- potenzialità delle fonti di approvvigionamento;
- prezzo delle fonti energetiche.

### **Assunzioni sulla domanda gas**

Le proiezioni di domanda gas sono state dettagliate sia per l'Italia che per il resto dell'Europa.

Ai fini dell'analisi è stato considerato uno scenario di domanda per tutti e tre i contrasting scenario. Più in dettaglio la domanda gas in Italia parte da circa 71 Gmc/a nel 2020, raggiunge il valore massimo nel 2025, pari a circa 75 Gmc/a, per poi decrescere fino a 63 Gmc/a nel 2040.

Per il resto d'Europa, la domanda gas assunta coincide con quella fornita da ENTSG nel piano decennale 2018 (TYNDP 2018). In particolare negli scenari Central e South Route, la domanda gas coincide con i dati dello scenario Sustainable Transition (ST), mentre nello scenario North Route coincide con i dati dello scenario Distributed Generation (DG). I tre scenari, Central, South Route e North Route, prevedono la stessa domanda fino al 2025 e pari a 306 Gmc/a (EU6); successivamente lo scenario North Route si assesta su valori inferiori, 276 Gmc/a nel 2030, per poi diminuire fino a 257 Gmc/a nel 2040, mentre gli scenari Central e South Route presentano una decrescita meno marcata, passando da 305 Gmc/a nel 2030 a 280 Gmc/a nel 2040.

Per quanto riguarda i consumi termoelettrici, sono stati valutati come somma di due contributi: una componente rigida, anelastica al prezzo del gas naturale, le cui proiezioni sono allineate a quanto sopra descritto, e una componente sensibile a variazioni di prezzo del gas. Quest'ultima quota è stata stimata attraverso l'uso di Pegasus 3 il quale ha consentito, per ogni scenario, di quantificare il volume di gas per generazione elettrica aggiuntivo e connesso a una maggiore competitività del gas verso altri combustibili (tra tutti il carbone).

### **Assunzioni sullo scenario infrastrutturale**

In tutti gli scenari si assume una stessa configurazione infrastrutturale.

In Europa l'infrastruttura simulata è quella prevista da ENTSG nel piano decennale del 2018 (TYNDP 2018) e definita come infrastruttura allo stato "Advanced".

Relativamente allo scenario infrastrutturale considerato sono da mettere in evidenza le seguenti assunzioni:

- il completamento del Nord Stream II, gasdotto che collega la Russia con la Germania, la cui capacità nel 2020 raggiungerebbe 110 Gmc/a (attualmente è pari a 55 Gmc/a);
- La riduzione della capacità in entrata a Wallbach, punto di interconnessione tra Germania e Svizzera, in conseguenza della indisponibilità di una delle due linee del gasdotto TENP.

Per quanto concerne l'Italia sono state considerate tutte le infrastrutture esistenti inclusa la disponibilità del nuovo sito di stoccaggio di Corneigliano Laudense a partire dal 2019.

### **Assunzioni sulla potenzialità delle fonti di approvvigionamento**

Le analisi sono state condotte assumendo determinate evoluzioni dell'offerta in relazione ai maggiori produttori di gas da cui l'Italia e l'Europa importano, ossia Russia, Algeria e Europa del Nord (Norvegia e Paesi Bassi).

Gli scenari analizzati tengono conto del potenziale massimo e minimo di esportazione indicati da ENTSG nel TYNDP 2018 e sono stati definiti in modo da favorire nello scenario South Route l'import da Sud (Algeria) mentre in quello North Route l'importazione da Nord Europa, assumendo una maggiore disponibilità di gas russo (ed una minore di gas algerino).

In particolare, lo scenario Central è stato sviluppato tenendo conto di una potenzialità della produzione algerina e russa pressoché stabile e paragonabile a quella ad oggi disponibile. Più in dettaglio nello scenario Central, la capacità di esportazione dalla Russia verso l'Europa via tubo è stabile attorno a 160 Gmc/a lungo tutto l'orizzonte di analisi 2020-40 (in linea con le proiezioni medie di capacità di esportazione di ENTSG). La capacità di esportazione dall'Algeria cresce da 41 Gmc/a nel 2018 fino a 49 Gmc/a nel 2040 (in linea con le proiezioni di offerta massima di ENTSG) mentre quella da Nord Europa (Norvegia e Olanda) parte da 143 Gmc/a nel 2018 raggiungendo 80 Gmc/a nel 2040 (in linea con le proiezioni medie di offerta di ENTSG).

Lo scenario South Route include le stesse assunzioni di esportazione dello scenario Central ad eccezione della produzione nord europea che risulta più bassa, partendo da 134 Gmc/a nel 2018 e raggiungendo 43 Gmc/a nel 2040 (-29 Gmc/a rispetto allo scenario Central). Tale andamento è frutto del recepimento del blocco della produzione del campo di Groningen a partire dal 2030, in linea con quanto recentemente dichiarato dal governo olandese, in concomitanza a proiezioni di produzione minima norvegese, secondo quanto prospettato da ENTSG.

Lo scenario North Route differisce dallo scenario Central in termini di capacità di offerta dalla Russia e dall'Algeria. Il potenziale flusso in esportazione dalla Russia parte da 193 Gmc/a nel 2018, per poi salire fino a 230 Gmc/a nel 2040 (in linea con le proiezioni di offerta massima di ENTSG). Il potenziale flusso in esportazione dall'Algeria parte da 22 Gmc/a nel 2018 per poi diminuire fino a 10 Gmc/a nel 2040 (-39 Gmc/a), in linea con le proiezioni di minima offerta sviluppate da ENTSG.

### **Assunzioni prezzi fonti energetiche**

Le fonti energetiche utilizzate per l'analisi sono: energia elettrica, carbone, greggio e CO<sub>2</sub>. I prezzi delle fonti energetiche, da cui dipendono i prezzi del gas in quanto ad esse indicizzati, sono allineati con le proiezioni utilizzate da ENTSG nel TYNDP 2018. In particolare, lo scenario Central e South Route fanno riferimento alle proiezioni medie mentre il North Route riflette le proiezioni minime di prezzo.

La tabella che segue riepiloga le assunzioni adottate nei vari scenari considerati.

	North route	Central	South route
Domanda gas	Europa: “Distributed Generation”	Europa “Sustainable Transition”	
	Italia: Scenario Snam		
Scenario Infrastrutturale	Infrastrutture “Advanced” del TYNDP EntsoG 2018		
Potenzialità fonti di approvvigionamento (rif. TYNDP 2018)	Algeria: Low Nord: High Russia: High	Algeria: High Nord: Low Russia: Medium	Algeria: High Nord: Low + Depletion Groningen Russia: Medium
Supply costs	Stime Poyry sulla base dei prezzi commodities utilizzati da EntsoG		

## Determinazione dei benefici

Nella presente analisi sono stati presi in considerazione i seguenti benefici proposti all'interno della delibera 468/2018/R/GAS:

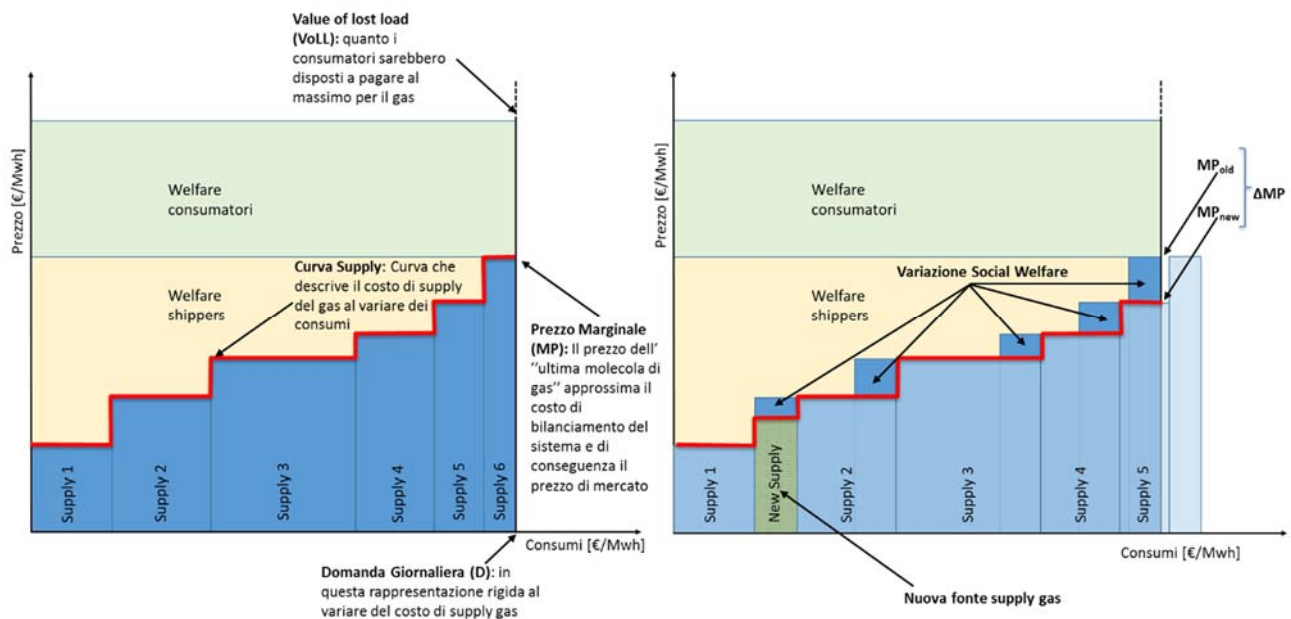
- B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura
- B2: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazione di nuove aree (m) o nel settore termoelettrico (t)
- B3: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali (n) e di disruption (d)
- B4: Costi evitati per obblighi normativi (o) o penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita (p)
- B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO<sub>2</sub>
- B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti
- B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico

Si evidenzia che il beneficio B7 non ha al momento trovato applicazione nell'analisi svolta per i progetti inclusi nel presente Piano.

### Beneficio B1 - Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura del gas

Tale beneficio quantifica l'aumento del social welfare italiano al variare del mix di approvvigionamento a seguito della realizzazione di un progetto che permette di accedere ad una

nuova fonte di approvvigionamento o di incrementare l'apporto di una fonte di approvvigionamento esistente. Qui di seguito è rappresentato graficamente il beneficio considerato.



Il beneficio è monetizzato come segue:

$$B1[\text{€/anno}] = Q_{new} * (MP_{old} - P_{Q_{new}})$$

$Q_{new}$  [MWh/anno]: Flusso annuale della fonte di approvvigionamento correlata al progetto.

$MP_{old}$  [€/MWh]: Prezzo medio annuale all'ingrosso del gas in Italia

$P_{Q_{new}}$  [€/MWh]: Prezzo medio annuale di  $Q_{new}$

I tre termini sono tutti determinati in maniera diretta o derivata dal risultato delle simulazioni effettuate con il modello *Pegasus 3* per la definizione del dispacciamento e dei prezzi all'ingrosso del gas. Le simulazioni sono state eseguite per ogni scenario e per ogni configurazione infrastrutturale a cadenza quinquennale dal 2020 al 2040, interpolando i dati di questi anni per determinare i dati relativi a quelli intermedi. I risultati dal 2040 in avanti, vista l'elevata incertezza di un termine temporale così lungo, sono invece stati mantenuti costanti.

## Beneficio B2 – Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree (m) o nel settore termoelettrico (t)

### B2m: metanizzazioni

Il beneficio rappresenta la variazione del social welfare derivante dall'utilizzo del gas in sostituzione di combustibili tradizionali che risultano essere meno economici. Il beneficio è applicato principalmente

alla metanizzazione di nuove aree e progetti di sviluppo che possono generare uno switch di combustibile.

Il beneficio è monetizzato come segue:

$$B2 \text{ [€/anno]} = Q_{gas} * P_{gas} - \sum_{i=1}^n (Q_i * P_i)$$

$Q_{gas}$  [MWh/anno]: Quantitativo di gas impiegato in un anno dal mercato servito a seguito della realizzazione del progetto.

$P_{gas}$  [€/MWh]: Prezzo del gas

$Q_i$  [MWh/anno]: Quantitativo dell'i-esimo combustibile sostituito da una corrispondente quantitativo energetico di gas

$P_i$  [€/MWh]: Prezzo dell'i-esimo combustibile

$n$  = numero totale dei combustibili sostituiti

La quota di penetrazione del gas naturale nei vari settori di consumo, il fabbisogno energetico che si prevede sarà coperto dal gas nonché i corrispondenti quantitativi dei combustibili sostituiti sono stati definiti sulla base dei documenti pubblici disponibili o sulla base delle richieste di allacciamento presentate a Snam Rete Gas.

I prezzi si sono determinati sulla base delle informazioni pubbliche disponibili applicabili all'area interessata dal progetto. Per il prezzo del gas si è fatto riferimento alle pubblicazioni di ARERA nel caso in cui possano essere applicati i prezzi riferibili alla media Italia per la quota parte energia, mentre si sono sviluppate ulteriori analisi sui prezzi nel caso in cui il prezzo medio Italia non possa essere applicato. Per quanto riguarda i prezzi dei combustibili sostituiti dal gas i prezzi sono stati definiti a seconda del progetto mediante l'applicazione delle medie nazionali o prendendo come riferimento i prezzi definite dalle Camere di Commercio di riferimento per la zona dell'intervento.

E' previsto che la differenza di prezzo fra il gas e i combustibili sostituiti aumenterà con il passare del tempo, tuttavia, in maniera conservativa, nell'analisi effettuata i prezzi sono stati mantenuti costanti per tutto l'arco temporale di analisi.

## **B2t: Switch di combustibili nel settore termoelettrico**

Tale beneficio che registra la sostituzione con metano di combustibili meno economici nel settore termoelettrico è determinato in maniera del tutto simile al beneficio B2m. I quantitativi energetici di switch possono essere determinati mediante l'utilizzo del modello *Pegasus 3* per la definizione del dispacciamento e dei prezzi all'ingrosso del gas, tuttavia le analisi dei progetti inclusi nel presente Piano ha dato risultati trascurabili, pertanto si è deciso di non considerare il beneficio nella presente analisi.

### **B3: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in condizioni normali (n) e di stress disruption (d)**

Il beneficio rappresenta la possibilità di coprire mediante la capacità aggiuntiva sviluppata dal progetto una quota parte del mercato che resterebbe scoperta nelle condizioni di seguito descritte.

Il beneficio è monetizzato come segue:

$$B3 \text{ [€]} = (DD_{np} - DD_p) * CoGD$$

$DD_{np}$  [MWh] = Domanda non coperta nello scenario controfattuale

$DD_p$  [MWh] = Domanda non coperta nello scenario con il progetto

$CoGD$  [€/MWh] = Valorizzazione della domanda inevasa; conformemente alle ultime analisi costi benefici condotte da ENTSG tale valore è stato posto uguale a 600 €/MWh

Come previsto dalla metodologia per l'analisi costi benefici di ENTSG in vigore tale beneficio è stato valutato nelle seguenti evenienze:

- Condizioni normali di infrastruttura - B3n: viene considerata la piena disponibilità dell'infrastruttura e un mercato superiore alla normalità, come ad esempio un inverno rigido con frequenza di accadimento di un anno ogni 20. Tale condizione è stata prevista durare una settimana (5gg lavorativi) in coerenza con lo standard di approvvigionamento del regolamento UE 1938/2017 (Regolamento SoS). Tale beneficio è applicato annualmente con una probabilità di accadimento del 5%.
- Condizione di interruzione - B3d: si considera l'interruzione di una fonte di approvvigionamento (ad esempio l'interruzione del gas russo dalla rotta Ucraina) o un'interruzione infrastrutturale (ad esempio rottura del nodo di Baumgarten o, per reti circoscritte, l'interruzione di un adduttore della porzione di rete considerata) causata da un evento incidentale. Per i progetti che incrementano la capacità di importazioni tale condizione è stata prevista durare 30 gg in coerenza con lo standard di approvvigionamento del regolamento UE 1938/2017 (Regolamento SoS). Per i progetti che coinvolgono una porzione circoscritta del mercato gas la durata dell'evento è stata determinata statisticamente sulla base delle evenienze registrate sulla rete di Snam Rete Gas ed equivale a 4 giorni. Tale beneficio è applicato 1 volta nel corso dell'arco temporale di analisi al 12° anno.

La  $DD_{np}$  e la  $DD_p$  sono determinate:

- Nel caso di progetti che sviluppano nuova capacità di importazione: vengono effettuate simulazioni mediante il modello per la definizione del dispacciamento e dei prezzi all'ingrosso del gas in due anni presi come riferimenti per il breve-medio termine – 2025 – e per il lungo termine – 2035.
- Nel caso di progetti che coinvolgono una porzione circoscritta del mercato gas: vengono effettuate simulazioni idrauliche della rete in regime stazionario funzionali a determinare la quota di mercato che non consente il rispetto dei vincoli di esercizio della rete, rispettivamente in uno scenario di mercato estremo, come ad esempio un inverno rigido per quanto al beneficio

B3n, ed in uno scenario di mercato non estremo, come ad esempio un inverno normale, per quanto al beneficio B3d.

#### **B4: Costi evitati per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative (o) o relativi a penali (p) che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita**

##### **B4o - Costi evitati per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative**

Il beneficio considera i costi di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative, e che possono essere evitati grazie alla realizzazione dell'intervento oggetto di analisi.

Sono stati assimilati alla presente casistica i costi di ricostruzione per obsolescenza a pari caratteristiche dimensionali delle strutture esistenti oggetto di potenziamento.

Il beneficio è stato considerato posizionando il costo complessivo di ricostruzione al termine della vita utile delle infrastrutture delle quali viene evitato il rifacimento. Ai fini della determinazione dei costi di ricostruzione delle strutture esistenti, vengono utilizzate stime coerenti con quelle che si sono determinate in situazioni territoriali simili.

##### **B4p Costi evitati relativi a penali**

Il beneficio considera il costo che il sistema Italia dovrebbe sostenere in seguito alla mancata realizzazione di un'opera dalla quale dipendono contratti di trasporto e approvvigionamento gas. La mancata realizzazione dell'infrastruttura sul territorio italiano, oltre a causare la perdita delle esternalità positive garantite dal nuovo gas che verrebbe approvvigionato, determinerebbe ulteriori costi derivanti dal mancato rispetto dei contratti che peserebbero sul welfare dell'intero Paese.

#### **Beneficio B5 – riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO<sub>2</sub>**

Il beneficio valorizza la riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> derivante dall'utilizzo di gas naturale in sostituzione dei combustibili rimpiazzati, in funzione dei fattori emissivi propri di ciascuno di essi.

Il beneficio in oggetto è strettamente correlato con il beneficio B2, ed è pertanto calcolato tenendo conto delle medesime quantità e proporzioni di combustibili rimpiazzati.

Il beneficio è monetizzato come segue:

$$B5 \text{ [€/anno]} = \left[ Q_{gas} * F_{gas-CO2} - \sum_{i=1}^n (Q_i * F_{i-CO2}) \right] * P_{CO2}$$

$Q_{gas}$  [MWh/anno]: Quantitativo di gas impiegato in un anno dal mercato servito a seguito della realizzazione del progetto

$F_{gas-CO2}$  [Ton/MWh]: Fattore emissione di CO<sub>2</sub> per la combustione del gas



$Q_i$  [MWh/anno]: Quantitativo dell'i-esimo combustibile sostituito da una corrispondente quantitativo energetico di gas

$F_{i-CO_2}$  [T/MWh]: Fattore emissione di CO<sub>2</sub> per la combustione dell'i-esimo combustibile

$P_{CO_2}$  [€/T]: Costo sociale della CO<sub>2</sub> (Carbon shadow price)

$n$  : numero totale dei combustibili sostituiti

I riferimenti utilizzati per i fattori emissivi e il costo della CO<sub>2</sub> sono riportati qui di seguito:

- Costo sociale CO<sub>2</sub>: Carbon Shadow Price (rif. Commissione Europea – documento “Climate Change and Major Projects”, 2016)
- Fattori di emissione CO<sub>2</sub>: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – “Tabella dei parametri standard nazionali”, 2016

#### **Beneficio B6 – riduzione delle externalità negative associate alle emissioni di non CO<sub>2</sub>**

Il beneficio valorizza la riduzione di emissioni non CO<sub>2</sub> derivante dall'utilizzo di gas naturale in sostituzione dei combustibili rimpiazzati, in funzione dei fattori emissivi propri di ciascuno di essi.

Il beneficio è monetizzato come segue:

$$B6 \text{ [€/anno]} = \sum_{j=1}^m \left\{ \left[ Q_{gas} * F_{gas-j} - \sum_{i=1}^n (Q_i * F_{i-j}) \right] * P_j \right\}$$

$Q_{gas}$  [MWh/anno]: Quantitativo di gas impiegato in un anno dal mercato servito a seguito della realizzazione del progetto.

$F_{gas-j}$  [Ton/MWh]: Fattore emissione dell'inquinante j-esimo per la combustione del gas

$Q_i$  [MWh/anno]: Quantitativo dell'i-esimo combustibile sostituito da una corrispondente quantitativo energetico di gas

$F_{i-j}$  [Ton/MWh]: Fattore di emissione del j-esimo inquinante per la combustione dell'i-esimo combustibile

$P_j$  [€]: Costo sociale dell'emissione del j-esimo inquinante (VOLY)

$n$ : numero totale dei combustibili sostituiti

$m$ : numero totale degli inquinanti considerati

I riferimenti utilizzati per i fattori emissivi e il costo delle emissioni non CO<sub>2</sub> sono riportati qui di seguito:

- Costo inquinanti “non CO<sub>2</sub>”: Dati European Environment Agency – “Costs of air pollution from European industrial facilities 2008–2012”
- Fattori di emissione inquinanti “non CO<sub>2</sub>”: ISPRA - Fattori di emissione per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia, 2016



## Quantificazione dei costi

Come prescritto nella delibera ai fini dell'analisi qui riportata si è tenuto conto di:

- Costi di investimento per la realizzazione dell'opera (CAPEX di investimento)
- Costi di investimento per il mantenimento dell'opera (CAPEX di reinvestimento)
- Costi operativi (OPEX)

Tutti i costi sono inseriti all'interno dell'analisi in termini reali a prezzo fissato valuta 2018.

### CAPEX di investimento

I capex di investimento riportati nel presente documento sono in linea con il piano aziendale di Snam Rete Gas. Per quanto riguarda le stime presentate:

- i costi dei progetti con stato di avanzamento "pianificati" sono stati elaborati sulla scorta di analisi interne
- i costi dei progetti con stato di avanzamento "ingegneria" sono elaborati sulla base dell'elaborazione di uno step ingegneristico di base
- i costi dei progetti con stato di avanzamento "permessi" sono elaborati sulla base dell'elaborazione di uno step ingegneristico di dettaglio
- i costi dei progetti con stato di avanzamento "realizzazione" sono elaborati tenendo conto di eventuali prescrizioni ottenute in fase di ottenimento dei permessi

Dai capex di investimento sono stati detratti i costi per le opere compensative esogene al servizio, la cui realizzazione si rende necessaria nell'ambito del progetto e aventi effetti positivi sul territorio, quali bonifiche di siti inquinati, opere a tutela di siti archeologici rinvenuti lungo il tracciato, messa in sicurezza di zone a dissesto idrogeologico

### CAPEX di reinvestimento

Tali costi sono relativi agli interventi che devono essere messi in atto per mantenere in efficienza l'asset in corso di analisi. Tali costi sono stati determinati per i metanodotti su base statistica tenendo conto del costo medio al chilometro di investimenti di mantenimento differenziando la rete regionale dalla rete nazionale. Tali costi sono stati applicati a partire dal decimo anno di pieno utilizzo dell'infrastruttura. Per le centrali si sono invece considerati i costi sulla base delle ore di lavoro previste per ogni singola macchina.

### OPEX

I costi operativi sono stati determinati per i metanodotti su base statistica tenendo conto del costo medio al chilometro di costi sia per manutenzioni ordinarie sia per manutenzioni straordinarie differenziando la stima per la rete regionale e per la rete nazionale. Per le centrali si è tenuto conto dei costi direttamente collegati alla gestione dell'infrastruttura, del costo del fuel gas e del costo delle emissioni incrementalmente di CO<sub>2</sub> e di altri inquinanti non CO<sub>2</sub>.

## COSTI E FINANZIAMENTI

L'ammontare di spesa di investimento complessivamente prevista nello scenario di Piano dal 2018 al 2027 per i progetti di sviluppo ammonta a circa 3,0 miliardi di euro. Nella seguente tabella è riportata la spesa prevista nei primi cinque anni di piano:

TABELLA 28: COSTI PROGETTI DI SVILUPPO

	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2027
PROGETTI DI SVILUPPO [MILIONI DI EURO]	282	237	318	214	172	3018

I progetti previsti saranno finanziati sia con mezzi propri, incluso l'utilizzo dei flussi di cassa da attività operativa, sia con ricorso, per il tramite della controllante Snam, a capitale di debito, attraverso emissione di prestiti obbligazionari, finanziamenti da parte di istituti di credito o finanziamenti di scopo erogati da organismi finanziari nazionali o internazionali (ad es.: BEI, CDP, ecc.) ovvero attraverso il regime di contribuzione, ove previsto e secondo le regole in essere, a carico di enti pubblici (italiani o comunitari) o dei soggetti beneficiari.

## ALLEGATI

### ALLEGATO 1: PREVISIONE DELLA DOMANDA DI GAS

La domanda di gas annua a livello Italia viene elaborata per i vari settori di utilizzo (secondo la classificazione utilizzata dal Bilancio Energetico Nazionale) con modelli di tipo econometrico, che tengono conto della evoluzione nel tempo degli indici economici ed energetici dei vari settori e della competitività tra le fonti energetiche. Particolare riguardo è posto al settore termoelettrico, in cui la previsione di domanda gas viene ottenuta mediante un modello di calcolo che tiene conto delle previsioni di domanda elettrica, della competitività tra combustibili e tra tecnologie di generazione e della competitività tra le centrali. L'evoluzione del parco centrali è desunta da informazioni commerciali, dai piani di sviluppo dei principali operatori del settore e da ogni altra fonte ritenuta attendibile. L'orizzonte temporale della previsione copre in genere i dieci anni successivi.

La previsione di domanda a livello nazionale viene disaggregata sul territorio tenendo conto della distribuzione dei punti di riconsegna, al fine di fornire una distribuzione geografica dei consumi sulla rete di trasporto del gas naturale. L'evoluzione dei consumi di ciascun punto di riconsegna viene elaborata con modelli di regressione lineare che tengono conto delle serie storiche dei prelievi, delle capacità conferite, dei fattori di utilizzo registrati e di tutte le informazioni disponibili, tecniche e commerciali, utili al processo di previsione della domanda di gas. Oltre alla distribuzione geografica della previsione di domanda viene modellizzata la distribuzione temporale dei prelievi nel corso dell'anno. Gli scenari giornalieri di domanda gas hanno infatti grande variabilità nel corso dell'anno essendo influenzati sia dalla climatica stagionale sia dalla ciclicità della produzione industriale. Gli scenari giornalieri vengono ottenuti modulando lo scenario annuale attraverso coefficienti giornalieri propri di ciascun punto di riconsegna, elaborati partendo dalle serie storiche dei prelievi giornalieri.

Per valutare particolari situazioni di criticità sulla rete di trasporto del gas vengono simulati inoltre scenari giornalieri di domanda "estremi" quali ad esempio scenari di domanda gas in condizioni di freddo eccezionale, scenari di minimo prelievo estivo dalla rete di trasporto o scenari di domanda gas che tengono conto di fenomeni esogeni quali, ad esempio, l'indisponibilità della generazione elettrica da fonti rinnovabili o la momentanea mancanza di importazione di energia elettrica dall'estero.

A titolo indicativo, il rapporto tra domanda media giornaliera invernale ed estiva è di circa 2 a 1 in condizioni normali mentre arriva a 3 a 1 in condizioni di freddo eccezionale.

## ALLEGATO 2: 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 SRG. 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 ingresso delle simulazioni sono costituiti dai valori di portata giornaliera e di pressione nei Punti di Entrata, dai valori di portata giornaliera 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 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 ed in ogni periodo dell'Anno Termico; le capacità di trasporto di tipo continuo 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 SRG, incluse le caratteristiche tecniche del sistema di simulazione.

### Programmi di simulazione

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 SRG.

L'interazione con il sistema da parte degli operatori di SRG avviene mediante un'interfaccia grafica che consente l'introduzione 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, ad 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/terminali GNL e con i campi di produzione, delle 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 curvelimite (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 SRG, in accordo a quanto stabilito dal Codice di Rete.

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

Punto di entrata	Pressione minima contrattuale (bar rel)
Tarvisio	52,5
Gorizia	58
Passo Gries (*)	49/52
Mazara del Vallo	75
Gela	70
Panigaglia	70
Livorno	80
Cavarzere	70

(\*) Pressione riferita alla stazione di misura di Masera (52 bar rel. per flussi tra 0 - 400.000 Nm<sup>3</sup>/h e 49 bar rel. per flussi superiori a 400.000 Nm<sup>3</sup>/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 SRG 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 in qualsiasi altro punto della rete simulata la pressione risulti sempre superiore ai valori minimi desiderati.

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 due 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 (temperature estreme):

- 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 ed 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 nord occidentali, nord orientali 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 MSm<sup>3</sup>/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 ad 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 3: METODOLOGIA ANALISI COSTI/BENEFICI

Di seguito si fornisce una nota metodologica sui singoli indicatori utilizzati.

### Dettaglio Indicatori basati sulla capacità

- **Indicatore N-1:** descrive la capacità del sistema gas di soddisfare la domanda di picco giornaliera in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione.

$$N-1 = \frac{IP + NP + UGS + LNG - I}{D_{max}} \times 100$$

Dove

- IP è la capacità tecnica di tutti i punti di ingresso della rete nazionale dei gasdotti
- NP è la produzione nazionale di gas naturale
- UGS è la punta tecnica di erogazione massima degli stoccaggi nazionali
- LNG è la somma della capacità in ingresso della rete nazionale dei terminali di rigassificazione
- I è la capacità tecnica della principale infrastruttura del gas dotata della più elevata capacità di fornitura al mercato, incluse le infrastrutture del gas collegate a un'infrastruttura comune del gas a monte o a valle che non possano essere azionate separatamente
- Dmax è la domanda totale giornaliera di gas relativa a una giornata con una domanda di gas eccezionalmente elevata osservata statisticamente una volta ogni vent'anni
- Ciascun parametro è espresso in milioni di metri cubo giorno.

- **Indice di diversificazione delle fonti di approvvigionamento (Import Route Diversification Index o IRDI):** l'indicatore è costruito sulla logica dell'indice di Herfindahl-Hirschman e misura il grado di concentrazione delle fonti e delle capacità di import.

$$IRDI = \sum_l \left( \sum_k \%IP_k^{border\ IP} \right)^2 + \sum_j \left( \sum_i \%IP_i^{source\ IP} \right)^2 + \sum_m \left( \%LNG_{terminal\ m} \right)^2$$

Dove

- IPk è la capacità tecnica di ciascun gasdotto espresso in percentuale sulla capacità per punto di ingresso della rete nazionale inclusi i terminali di rigassificazione
- IPI è la capacità tecnica di ciascun punto di ingresso della rete nazionale dei gasdotti per paese di origine del gas naturale importato espressa in percentuale sul totale per fonte di approvvigionamento
- LNGterminal m è la capacità tecnica in ingresso della rete nazionale di ciascun terminale di rigassificazione espresso in percentuale sul totale delle capacità tecniche in ingresso dei rigassificatori

- **Indice di capacità bidirezionale (Bidirectional Project Index o BPI):** l'indicatore misura l'incidenza della capacità di controflusso sulla capacità complessiva di flusso prevalente.

$$BPI = \min \left( 1; \frac{Capacità\ exit}{Capacità\ entry} \right)$$

Dove

- Capacità Exit è la capacità tecnica in uscita della rete nazionale
- Capacità Entry è la somma delle capacità in ingresso della rete nazionale

## Dettaglio indicatori economici

- **Il Valore Netto Attualizzato Economico (NPV Net Present Value)** rappresenta il flusso di cassa attualizzato del progetto;

$$VAN_E = \sum_{t=f}^{c+25} \frac{B_t - C_t}{(1+s)^{t-n}}$$

Dove:

c = Primo anno di piena operatività del progetto

B<sub>t</sub> = Beneficio del sistema italiano all'anno t

C<sub>t</sub> = Somma dei costi d'investimento e dei costi operativi per l'anno t (*I costi di investimento sono i costi rappresentati nell'allegato 5*)

n = Anno dell'analisi

S = Tasso di sconto sociale pari al 4% (valore indicato nella metodologia di ENTSG per la definizione dei Progetti di Interesse Comune)

f = Primo anno di piena redditività sociale dell'investimento o di esborso

- **Il Rapporto Benefici Costi (B/C):** rappresenta il rapporto fra i benefici e i costi attualizzati del progetto.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=f}^{c+25} \frac{B_t}{(1+s)^{t-n}}}{\sum_{t=f}^{c+25} \frac{C_t}{(1+s)^{t-n}}}$$

- **Il Payback period (PBP<sub>E</sub>):** rappresenta l'intervallo di tempo necessario affinché i benefici cumulati superino i costi cumulati.

## ALLEGATO 4: SCHEDE PROGETTO

La tabella seguente riassume le Schede progetto ricevute dai soggetti interessati a progetti di interconnessione alla rete di Snam Rete Gas, raccolte all'interno dell'elaborazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di Snam Rete Gas.

TABELLA 29: SCHEDE DI PROGETTO DI RETE NAZIONALE

PROPONENTE	DENOMINAZIONE PROGETTO	DESCRIZIONE	CAPACITÀ (MSM3/G FISICI)	STATO DEL PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA
PLINOVODI D.O.O.	Ricostruzione della pipeline esistente M3	Trasporto transfrontaliero	5,9	In attesa di decisione finale d'investimento	2021
PLINOVODI D.O.O.	M3/1a Gorizia/Šempeter – Ajdovščina	Trasporto transfrontaliero	32,1	In attesa di decisione finale d'investimento	2022
PLINOVODI D.O.O.	M6 Ajdovščina – Lucija/Lucia, section Osp-Koper/Capodistria + interconnection point Osp/San Darligo della Valle	Collegamento dell'Altopiano Carsico e del DSO nel comune di Koper/Capodistria	0,6	In attesa di decisione finale d'investimento	DA DEFINIRE
GALSI SPA	Progetto GALSI	Nuovo gasdotto che collegherà l'Algeria con l'Italia via Sardegna	24,4 (PdE Porto Botte)	In attesa di decisione finale d'investimento	2022
IGI POSEIDON SA	Poseidon Pipeline	Il gasdotto Poseidon, attraverso il gasdotto EASTMED, consentirà il trasporto di gas naturale prodotto nelle riserve recentemente scoperte nel Bacino Levantino (Cipro e Israele) verso l'Italia attraverso la Grecia.	29	In attesa di decisione finale d'investimento	2023
OPM - MALTA	Connessione di Malta alla rete europea di trasporto del gas naturale	Progetto suddiviso in due fasi: costruzione di una pipeline di 159 km e successivamente realizzazione di un flusso bidirezionale del gas attraverso il gasdotto.	5,25	In attesa di decisione finale d'investimento	2024

## ALLEGATO 5: ELENCO PROGETTI DI SVILUPPO

Le tabelle seguenti riepilogano i progetti di sviluppo relativi alle infrastrutture di trasporto previste nel Piano 2018-2027 con i principali elementi tecnico economici e il confronto con lo stato del progetto previsto nel precedente Piano 2017-2026.

TABELLA 30: PROGETTI DI SVILUPPO RETE NAZIONALE

PIANO 2018-2027									PIANO 2017-2026		
CODICE PROGETTO	DENOMINAZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	km	MW	COSTO VITA INTERA [M€]	FID/ NON FID	STATO AVANZAMENTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	FID/ NON FID	STATO AVANZAMENTO
RN_01	SUPPORTO AL MERCATO NORD OVEST E FLUSSI BIDIREZIONALI TRANSFRONTALIERI	2018	1200/1400	81	82	726	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	IN COSTRUZIONE
RN_02	INTERCONNESSIONE TAP	2020	1400	55	-	298	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2019	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_03	INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA	2023	250	6,5	-	7	NON FID	PIANIFICATO	2023	NON FID	PIANIFICATO
RN_04	LINEA ADRIATICA	2026	1200	425	-	1382	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2024	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_05	METANODOTTO MATAGIOLA-MASSAFRA	2026	1400	80	-	240	NON FID	PIANIFICATO	2026	NON FID	PIANIFICATO
RN_06	POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI NORD EST	FUORI PIANO	1050/1400	134	75	649	NON FID	IN FASE DI VALUTAZIONE	FUORI PIANO	NON FID	IN FASE DI VALUTAZIONE
RN_07	ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD	FUORI PIANO	850/1050/1200	960	133	3.179	NON FID	IN FASE DI VALUTAZIONE	FUORI PIANO	NON FID	IN FASE DI VALUTAZIONE
RN_09	METANIZZAZIONE SARDEGNA	2021-2025	650/150	572	-	459	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2020/2021	NON FID	PIANIFICATO
RN_10	ALLACCIAMENTO STOCCAGGIO DI CORNEGILIANO	2018	1050	9,9	-	42	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_11	ALLACCIAMENTO GNL API FALCONARA	2023	1050	0,05	-	5	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_12	ALLACCIAMENTO GNL PTO EMPEDOCLE	FUORI PIANO	900	14	-	59	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI	FUORI PIANO	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_13	ALL GAS NATURAL TERMINALE GNL DI TRIESTE	FUORI PIANO	800	27,3	-	-		ANNULLATO	FUORI PIANO	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_14	IMPIANTO DI REGOLAZIONE DI MOLITERNO	2026	-	-	-	2	NON FID	PIANIFICATO	2024	NON FID	PIANIFICATO
RN_15	POTENZIAMENTO IMPIANTO DI MASERA	2020	-	-	-	9	FID	IN COSTRUZIONE	-	-	-
RN_16	POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA	2024	-	-	-	3	NON FID	PIANIFICATO	-	-	-
RN_17	ALLACCIAMENTO ENI PANDA A GELA	2020	500	0,5	-	3	FID	IN COSTRUZIONE	-	-	-

TABELLA 31: PROGETTI DI SVILUPPO RETE REGIONALE

PIANO 2018-2027								PIANO 2017-2026		
CODICE PROGETTO	DENOMINAZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	km	COSTO VITA INTERA [ME]	FID/ NON FID	STATO AVANZAMENTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	FID/ NON FID	STATO AVANZAMENTO
RR_0003	All. Comune di BADOLATO	2019	100	1,7	0,9	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0004	All. Comune di SANTA CATERINA DELLO IONI	2019	100	0,6	0,4	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0005	All. Comune di GUARDAVALLE	2019	100	2,1	1,2	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0006	All. Comune di MONASTERACE	2019	100	1,2	0,6	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0007	All. Comune di STILO	2019	100	0,0	0,1	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0008	All. Comune di Bivongi	2019	100	2,2	1,1	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0009	All. Comune di PLACANICA	2019	100	0,8	0,5	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0010	Pot. All. DUCA VISCONTI di Vaprio D'Adda	2018	200	0,0	0,1	FID	IN COSTRUZIONE	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0011	All. ENI Div. R&M di Campofilone (AP)	31/12/2017	100	1,9	1,2	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0012	All. POWERFLOR S.r.l. di Molfetta (BA)	2020	100	0,4	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0014	All. METALUPIAE S.r.l. di Muro Leccese	2019	100	0,2	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0015	All. ENI R&M Miglianico AdS Alento Ovest	30/06/2017	100	0,7	0,4	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0016	All. MENGA PETROLI di Ceglie Messapica	2020	100	0,4	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0017	All. CPL CONCORDIA di Bova Marina (RC)	28/02/2018	100	0,3	0,2	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0018	All. CPL CONCORDIA di Condofuri (RC)	28/02/2018	100	0,1	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0019	All. CPL CONCORDIA di Melito P.to Salvo	31/07/2018	150	1,1	0,6	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0020	All. CPL CONCORDIA di Montebello Jonico	31/07/2018	100	1,0	0,6	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0022	All. Comune di Caggiano (SA)	31/08/2017	100	0,0	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0023	All. ENI R&M di Caponago	2018	100	0,0	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0025	All. 2^presa. Comune di Settimo M.se	31/10/2017	150	0,9	0,6	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0026	All. SODIFA S.r.l. di L'Aquila	2018	100	0,3	0,1	FID	ANNULLATO SU RICHIESTA CLIENTE	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0027	ALL.TO TOTAL TEMPA ROSSA DI GUARDIA PERT	30/06/2017	150	0,5	2,5	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0032	All.to A2A Reti Gas -Via Missaglia (MI)	2019	300	0,0	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0033	All.to ENI SPA DIV. R&M DI DESE (VE)	30/11/2017	100	0,6		FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0034	All. Edison Garaguso e Masseria Monaco	30/09/2018	150	4,4	3,3	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0035	All.to VEBAD S.p.A. Gioia del Colle (BA)	31/03/2018	100	3,0	1,2	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0036	All.Bussinello-Colognola ai Colli	30/04/2018	100	0,6	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0038	All.to Simonetti Mario - Montegiorgio FM	31/05/2017	100	0,7	0,4	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0041	All.to ENI SpA DIV. R&M Milano C. Gobba	31/10/2018	100	0,3	0,5	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0042	All.to S.A.M. Srl di Colle Val d'Elsa (S)	28/02/2018	100	0,4	0,3	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0043	All.to Simonetti Mario di Foligno (PG)	2019	100	0,9	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0044	All.to Gruppo Mucci Chieti	2019	100	0,5	0,4	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0045	All.to Bonatti CO.MET.AM Soriano C. (VV)	2019	100	0,7	0,4	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0046	ALL. A.PALMIERI IN PIANA DI MONTE VERNA	2019	100	0,8	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0047	All.to ENI S.p.A. Comune Turi (BA)	31/12/2017	100	0,7	0,4	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0049	All.to Ceramica del Conca S. Clemente RN	29/09/2017	100	2,3	1,2	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0050	All.to Loro F.lli SpA di Lonigo (VI)	31/08/2017	100	0,5		FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0051	All.to ENI S.p.A. Comune Baronissi (SA)	2018	100	0,4	0,2	FID	IN COSTRUZIONE	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0052	All.to Sirtam di Pietrasanta (LU)	30/04/2018	100	0,7	0,4	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0141	All.to Green Oleo S.r.l. di Cremona	31/08/2018	200	0,7	0,6	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0055	All.to ENI Comune di BARI	2018	100	0,6	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0142	All.to Toscopetrol Spa Livorno	2019	100	0,1	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0143	All.to Sirtam Spa Casalpusterlengo (LO)	31/07/2017	100	1,0	0,3	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI



PIANO 2018-2027								PIANO 2017-2026		
CODICE PROGETTO	DENOMINAZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	km	COSTO VITA INTERA [Me]	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO
RR_0058	All.to Energie S.r.l. - Chatillon (AO)	30/09/2017	200	0,0	0,3	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0060	All. SC EVOLUTION SPA -COMUNE GERA LARIO	21/08/2017	100	0,1	0,2	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0144	All.to Reno Gas Energy srl -Molinella BO	30/04/2017	150	0,1	0,2	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0145	All.to M.V.S. S.R.L. Comune di Potenza	2018	100	0,4	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0146	All.to Totalerg S.p.A.	31/07/2017	100	0,6	0,4	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0061	All.to Pizzaferrì Petroli Spa Parma	30/06/2017	100	0,4	0,2	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0147	All.to Sirtam Spa Altopascio (LU)	2018	100	0,2	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0148	All.to Lunigas S.p.A. Udine	31/08/2017	100	0,6		FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0149	All.to Wedge Power Spa di Cuneo	30/06/2017	200	0,2	0,4	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0150	All.to Carcano Antonio spa Andalo V (SO)	30/04/2017	100	0,8	0,5	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0151	All.to CENTRALE MET MARSICA SRL AVEZZANO	2018	100	0,5	0,5	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0152	All.to F.li Gibertini fuGino spa Ferrara	30/06/2017	100	0,2		FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0153	All.to Gradi Gualtiero Srl Pontedera -PI	30/11/2017	100	0,0	0,2	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0154	All.to L.A.C. S.a.s Grigignano di Aversa	12/12/2017	100	0,1	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0155	All.to SUD PETROLI SrlLdi Cesarano-Pompei	31/10/2017	100	0,0	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0156	All.to Napoletanagas spa Giugliano NA	31/07/2017	150	0,2	0,3	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0157	All.to Joeplast SPA - Casteltermini	08/05/2017	100	0,1	0,2	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0158	All.to Graziano & C - S M Evangelista CE	27/04/2018	100	0,1	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0159	All.to Cimolai Spa -S.Giorgio Di Nog. UD	30/06/2017	100	0,3		FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0160	All.to LTS S.R.L. comune Colliano (SA)	2018	100	0,3	0,1	FID	IN COSTRUZIONE	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0161	All.to Petrol Gamma srl Comune Fondi LT	30/06/2017	100	0,0	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0162	All.to Gi.Oil srl - Pontedera (PI)	31/05/2018	100	0,7	0,3	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0163	All.to Olivi Spa di Scandriglia (RI)	2018	100	0,4	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0164	TOTALERG S.P.A. SAN MARCO ARGENTANO (CS)	2019	100	0,4	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0165	All.to Milugas srl Pontecagnano F. (SA)	2018	100	0,8	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0166	All.to Mannelli Giuseppe Civitella Val C	31/07/2017	100	0,0	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0167	All.to 2B PROPERTIES subentro GOLDENGAS	31/05/2018	100	0,0	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0168	All.to FRI-EL GREEN HOUSE Comune Ostella	31/03/2018	100	1,9		FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0169	All.to RETIPIU' Srl 3ª PR. COM. LISSONE	30/06/2017	200	0,0	0,2	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0062	Pot. met. Boltiere - Bergamo	2020	400/300/200/100	8,2	15,9	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0063	POT.DER. PER VARESE	28/02/2018	500/300/250/200/150	7,5	15,1	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0064	POT.DER. PER TREZZANO ROSA	2019	250/150/100	0,8	2,8	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0065	POT.DER. PER MOZZATE	2020	250/150/100	2,1	2,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0066	POT.DER.ARCO-RIVA DEL GARDA	2019	300	3,3	4,8	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0067	MET. MORNICO AL SERIO-TRAVAGLIATO	2020	500	24,9	30,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0073	MET. S.ANDREA APOSTOLO D.I.-CAULONIA	2019	300	52,5	55,4	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0074	DIRAMAZIONE PER STILO E BIVONGI	2019	150	4,7	3,8	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0070	Metanodotto Desio - Biassono	2020	500/400/150/100	4,8	7,6	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0071	POT. MET. RUBBIANO-COMO:TR. MUGGIO-DESIO	31/10/2018	500	1,9	7,6	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0080	POT. RETE IN COMUNE DI BRESCO (MI)	30/06/2017	300	0,0	0,7	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0081	Potenz. rete di Vaprio d'Adda	2018	200	1,4	4,6	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0083	Pot. I.R. n° 158 di Cernusco S/N (MI)	31/08/2018	450/900	0,4	4,8	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0102	Pot. All. comune di Arese	31/08/2017	200	0,2	0,9	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0115	Met. Montorfano - Albavilla	31/12/2017	200	1,8	1,4	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0088	Derivazione per Montebello J. e Melito P	31/07/2018	400	45,1	75,4	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0096	Pot. Der. per Meda (MI)	2020	250	0,3	1,0	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2018	FID	IN COSTRUZIONE

PIANO 2018-2027								PIANO 2017-2026		
CODICE PROGETTO	DENOMINAZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	km	COSTO VITA INTERA [M€]	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO
RR_0114	Pot. Rete di Crema	30/09/2018	250	1,8	3,2	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0092	Pot. Diramazione sud Roseto	2021	150	2,8	1,8	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0113	Pot. All. com. di Cernusco sul N. 3a pr.	30/09/2018	200	0,1	0,7	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0104	Pot. Imp. rid. n° 841 di Messina	24/08/2017	#	0,0	4,2	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	IN COSTRUZIONE
RR_0090	Pot. Spina di Pomezia (RM)	2019	200/100	4,5	5,5	FID	IN COSTRUZIONE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0126	Pot. All. A2A Milano Triulza	31/07/2018	750	0,7	6,8	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0085	Pot. Rete Ravenna Fiumi Uniti	2020	200/100	7,6	6,4	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0107	Pot. Driv. per Lodi 1° tronco (LO)	30/09/2018	200	1,5	1,5	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0108	Pot. All. comune di Sorisole (BG)	2019	250	0,3	0,6	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0072	Pot. All. Sacci e opere connesse	30/09/2018	250/100	4,8	5,7	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0135	Colleg. Pietravairano - Pignataro M.	2019	600	25,1	35,4	FID	IN COSTRUZIONE	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0105	Pot. All. Com. di Fontanelato 1a presa	31/05/2017	200	0,3	0,4	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0132	Pot. All. Comune di Mozzo (BG)	31/07/2018	150	0,1	0,4	FID	IN ESERCIZIO	2017	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0170	Pot. All. Comec Fano (PU)	31/07/2018	150	0,8	0,7	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_0087	POT. ALL. FIAT V.I. DI BRESCIA	2021	250	0,3	0,2	NON FID	PIANIFICATO	2019	NON FID	PIANIFICATO
RR_0171	Pot. All. com. di Cantù 2a pr. Fecchio	-	250	0,1	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2019	NON FID	PIANIFICATO
RR_0123	Pot. All. comune di Usmate Velate	2020	250	0,0	0,1	NON FID	PIANIFICATO	2018	NON FID	PIANIFICATO
RR_0127	POT.IMP.REG. N° 637 VEZZANO LIGURE	2021	#	0,0	1,0	NON FID	PIANIFICATO	2019	NON FID	PIANIFICATO
RR_0131	Pot. All. Comune di Valbrembo (BG)	-	150	0,2	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2019	NON FID	PIANIFICATO
RR_0133	Pot. Der. per Curno (BG)	2022	300	2,0	2,0	NON FID	PIANIFICATO	2019	NON FID	PIANIFICATO
RR_0076	Pot. All. Comune di Gavirate 1a Pr.	2023	200	0,3	0,4	NON FID	PIANIFICATO	2020	NON FID	PIANIFICATO
RR_0084	POT. ALL. COMUNE DI LAINATE 1a PRESA	2023	300	1,6	0,2	NON FID	PIANIFICATO	2020	NON FID	PIANIFICATO
RR_0109	Pot.All.ti Moretti e Metallurgia S.Gior	2023	200	0,1	0,2	NON FID	PIANIFICATO	2020	NON FID	PIANIFICATO
RR_0110	Derivazione per Rezzato 2° tratto	2024	500/300	3,2	5,7	NON FID	PIANIFICATO	2020	NON FID	PIANIFICATO
RR_0118	Pot. Lecco - Mandello tra PIL 4.1 e 4.2	2023	300	0,5	0,6	NON FID	PIANIFICATO	2020	NON FID	PIANIFICATO
RR_0119	Pot. All. ORI Martin di Brescia	2021	200	0,0	0,1	NON FID	PIANIFICATO	2019	NON FID	PIANIFICATO
RR_0121	Pot. Rete di Desio	2024	200	0,6	0,5	NON FID	PIANIFICATO	2020	NON FID	PIANIFICATO
RR_0172	Pot. All. Conserve Italia di Ravarino	-	150	0,4	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2020	NON FID	PIANIFICATO
RR_0137	Potenziamento Rete Valle Olona	2022	200	0,3	0,4	NON FID	PIANIFICATO	2020	NON FID	PIANIFICATO
RR_0173	Pot. All. Comune di Pianoro (BO)	-	200	0,0	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2019	NON FID	PIANIFICATO
RR_0093	Pot. All. Com. di Imola 1a presa	2022	200	0,3	0,5	NON FID	PIANIFICATO	2021	NON FID	PIANIFICATO
RR_0095	Pot. All. Com. di Noceto 1a presa	-	150	0,2	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2021	NON FID	PIANIFICATO
RR_0174	Pot. All. Com. di Olgiate Comasco 3a pr.	-	150	0,2	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2021	NON FID	PIANIFICATO
RR_0175	Pot. All. Com. Fiorenzuola d'Arda (PC)	-	150	0,4	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2021	NON FID	PIANIFICATO
RR_0176	Pot. All. 1a presa comune di Rozzano	2023	200	0,2	0,2	NON FID	PIANIFICATO	2021	NON FID	PIANIFICATO
RR_0125	Pot. All. Com. di Sarezzo 3a presa (BS)	-	150	0,0	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2020	NON FID	PIANIFICATO
RR_0128	Pot. Der. per Gorla Minore (VA)	2022	150	0,5	0,5	NON FID	PIANIFICATO	2021	NON FID	PIANIFICATO
RR_0136	Pot. All. AEM Deposito Milano "MM3"	-	150	0,1	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2021	NON FID	PIANIFICATO
RR_0177	Pot. Spina per Brenta (VA)	-	200	2,5	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2022	NON FID	PIANIFICATO
RR_0100	POT. ALL. COM. CORBETTA (MI)	-	200	0,3	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2022	NON FID	PIANIFICATO
RR_0178	Pot. All. 1a Pr. Com. di Besana Br. (MB)	2023	150	0,1	0,2	NON FID	PIANIFICATO	2022	NON FID	PIANIFICATO
RR_0101	Met. Cazzano Sant'Andrea - Clusone	2025	400	9,0	12,0	NON FID	PIANIFICATO	2022	NON FID	PIANIFICATO
RR_0106	Pot. Der. Pinerolo-Villarperosa	2025	600	9,1	14,9	NON FID	PIANIFICATO	2022	NON FID	PIANIFICATO
RR_0111	Pot. All. comune di Bareggio	-	200	0,1	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2021	NON FID	PIANIFICATO
RR_0122	Met. Cornaleto - Castelleone (CR)	-	250	10,0	#N/D	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2023	NON FID	PIANIFICATO
RR_0179	Met. Vernole - S. Donato di Lecce	2025	400	13,0	15,8	NON FID	PIANIFICATO	2023	NON FID	PIANIFICATO

PIANO 2018-2027								PIANO 2017-2026		
CODICE PROGETTO	DENOMINAZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	km	COSTO VITA INTERA [M€]	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO
RR_0180	COLL. ALL.SORGENIA - MET. MAENZA-VITINIA	2019	400	0,7	0,9	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0181	Pot. Rete di Suzzara 3° tronco (RE)	2020	300	2,1	1,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0182	Derivazione Nord di S.Giovanni V.no (FI)	2019	200	0,2	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0183	Spina x Ecoprogetto di Albairate (MI)	2019	100	0,2	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0184	Pot. All. Com. Ortona (CH)	2020	150	0,2	0,1	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0185	Pot. Dir. Nocera - Cava dei Tirreni	2022	250	2,7	1,9	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0186	Pot. Derivazione per Udine Est	2022	300	12,0	8,7	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0187	Pot. Deriv. per Solaro (MI)	2022	200	0,9	0,9	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0188	Pot. All. 2a presa comune di Saronno	2021	200	0,0	0,2	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0189	Pot. All. Cartiera Merati di Laveno M.	2023	200	0,5	0,5	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0190	POT. ALL. 3ª PR. COM. MAGENTA (MI)	2022	150	0,1	0,2	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0191	Pot. All. 1a presa Com. di Bari	2023	400	1,1	1,1	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0192	Pot. Rete di Modena	2024	200	4,3	4,3	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0193	Pot. All. Com. Montecchio M. 3a pr.	2021	150	0,0	0,1	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0194	POT. I.R. N° 337/A DI CASALMAGGIORE	2024	#	0,0	0,5	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0195	Pot. All. 1a presa Com. di Erba (CO)	2023	200	0,0	0,2	NON FID	PIANIFICATO	ND	ND	ND
RR_0196	All.to Totalerg spa Rieti	2018	100	0,5	0,3	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0197	All.to Soc.Condotte Acqua Sesto S.Giov.	2020	150	0,6	0,5	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0198	All.to F.Ili Vaccarella S Salvatore T-BN	2018	100	0,2	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0199	All.to ENI spa in Comune di Statte (TA)	2019	100	0,5	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0200	All.to S.I.Con. S.r.L. Pace del Mela	2018	100	0,7	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0201	ALL.TO EASY ENERGIA AMBIENTE BIOMETANO P	2018	100	0,9	0,7	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0202	All.to Recall Latina 2 Biometano	2019	100	1,0	0,9	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0203	ALL.TO CAVIRO BIOMETANO FAENZA (RA)	2019	100	0,0	0,7	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0204	All.to Caviro Distillerie 2 di Faenza	2019	100	0,0	0,6	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0205	ALL.TO BIOMETANO BIOMAN S.P.A - MANIAGO	2020	100	4,3	2,4	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0206	All.to Biometh srl - BIO - Venosa (PZ)	2019	100	0,3	0,6	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0207	ALL.TO BIO ECOAGRIM BIOMETANO LUCERA(FG)	2020	100	1,1	0,7	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0208	All.to Turriziani Petroli - Latina (LT)	2019	100	0,1	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0209	all.to CNG asset company 1 Latina (LT)	2019	100	0,6	0,4	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0210	all.to Turriziani Petroli srl - Latina	2019	100	0,0	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0211	all.to Coronet spa - Cisterna L. (LT)	2019	100	0,1	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0212	all.to CNG Asset Company 1 - Minturno LT	2019	100	0,5	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0213	All.to Totalerg - Certaldo (FI)	2018	100	0,2	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0214	All.to Torregas - Grosseto	2018	100	0,7	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0215	All.to Stoc Energy Srl - Empoli (FI)	2019	100	0,7	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0216	Metano Toscana srl - Lastra a Signa (FI)	2018	100	0,2	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0217	all.to CNG asset company 1 Prato (PO)	2018	100	0,0	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0218	all.to CNG asset company 1 GR AureliaNor	2019	100	0,8	0,4	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0219	all.to CNG asset company 1 Scarlino (GR)	2019	100	0,7	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0220	all.to Celli Paper spa - Capannori (LU)	2019	100	0,5	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0221	all.to Bindi G.H.F. - Figline V. (FI)	2019	150	0,0	0,0	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0222	all.to Bindi S.p.A. - Figline V. (FI)	2019	150	0,0	0,0	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0223	all.to Catria Energia - Città di Castello	2018	100	0,0	0,0	FID	ANNULLATO SU RICHIESTA CLIENTE	ND	ND	ND
RR_0224	all.to CNG asset company 1 Perugia (PG)	2018	100	0,1	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0225	CROWN PACKAING MANUFACTURING ITALY SRL	2019	100	0,0	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND

PIANO 2018-2027								PIANO 2017-2026		
CODICE PROGETTO	DENOMINAZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	km	COSTO VITA INTERA [M€]	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO
RR_0226	All.to Biometano En-Ergon s.r.l. - Ostra	2020	100	1,0	1,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0227	all.to Biometano Bioland - Casal C (AL)	2019	100	0,9	0,7	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0228	All.to PDR 2I R.G. di Casalino (NO)	2018	100	0,2	0,2	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0229	all.to Bitux spa S. Giorgio C. (TO)	2019	100	0,1	0,2	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0230	All.to Aleanna Resources Formignana (FE)	2019	100	0,1	0,7	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0231	all.to Biometano di Isola della Scala VR	2019	100	0,1	0,6	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0232	all.to SESA Biometano Este (PD)	2019	100	0,3	0,6	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0233	ALL.ASPIAG SERVICE MONSELICE (PD)	2019	100	0,0	0,3	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0234	ALL.TO MATER BIOTECH BIOMETANO BOTTRIGHE	2019	100	0,9	1,0	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0235	All.to Biometano Agriman Srl -Noventa V.	2019	100	0,9	0,9	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0236	All.to Biometano Società A. Sant'Illario	2019	100	0,7	0,7	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0237	All.to Maserati - Sarmato PC biometano	2018	100	0,1	0,4	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0238	all.to Maserati Energia - Sarmato (PC)	2019	100	0,0	0,0	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0239	All.to AMSA SpA di Milano Via Olgettina	2019	100	0,3	0,4	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0240	all.to Biometano Amiacque Milano	30/10/2018	100	0,0	0,5	FID	IN ESERCIZIO	ND	ND	ND
RR_0241	all.to Keropetrol spa - Uboldo (VA)	2019	100	0,4	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0242	All.to Matrix Biometano Brescia (BS)	2020	100	0,1	0,7	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0243	all.to Kuwait spa S. Zenone al Lambro	2019	100	0,4	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0244	all.to 2^ presa Comune Vobarno UNARETI	2019	100	0,2	0,6	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0245	BIOMETANO ASJA AMBIENTE ITALIA LEGNANO	2019	100	0,0	0,4	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0246	all.to Gaia Servizi srl - Bollate (MI)	2019	100	0,0	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0247	all.to E.On Connecting En. It. Cesano M.	2019	150	0,0	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0248	All. Asja Ambiente Italia spa Legnano	2019	100	0,0	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0249	All.to Biometano Ecoprogetto - Albairate	2019	100	0,0	0,4	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0250	All. Ecoprogetto Milano Srl - Albairate	2019	100	0,0	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0251	All.to Biometano di Piverone (TO)	2020	100	0,0	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0252	All.to Zappalà Alfio Tremestieri Etneo	01/11/2018	100	0,0	0,1	FID	IN ESERCIZIO	ND	ND	ND
RR_0253	all.to Energia Lucana srl di Picerno (PZ)	2019	100	0,4	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0254	all.to Econet srl - Lamezia Terme (CZ)	2018	100	0,3	0,1	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0255	all.to Comune Cerchiara di Calabria (CS)	2018	100	0,0	0,1	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0256	all.to Megas srl di Morano Calabro (CS)	2019	100	0,3	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0257	all.to CNG Asset Company 1 - Soverato CZ	2019	100	0,2	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0258	All.to Prom Self srl Teverola (CE)	2019	100	0,1	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0259	All.to Pomilia Gas Pietraroja (BN)	2019	100	0,3	0,1	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0260	All.to LC Holding di Cervinara (AV)	2019	100	0,3	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0261	RAMOFUEL S.R.L. - Lioni (AV)	2018	100	0,2	0,1	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0262	all.to Cartiera Confalone - Montoro (AV)	2020	100	0,3	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0263	all.to Nuova Fuel Calor - Quarto (NA)	2019	100	0,5	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0264	all.to CNG asset company 1 Acerra (NA)	2018	100	0,4	0,2	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0265	all.to CNG asset company 1 MercoglianoAV	2019	100	0,5	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0266	all.to CNG asset company 1 Aversa (CE)	2019	100	0,7	0,6	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0267	all.to CNG asset company 1 Napoli (NA)	2019	100	0,3	0,3	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0268	All. PdR Eurocarburanti di Cardito (NA)	2018	100	0,0	0,2	FID	IN COSTRUZIONE	ND	ND	ND
RR_0269	all.to Euroenergia snc Marano di Napoli	2019	100	0,2	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0270	all.to I.C.A.A. Srl Acerra NA	2019	100	0,6	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0271	All.to Di Mauro Off. Grafiche S.p.A.	2019	150	1,5	0,6	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND

PIANO 2018-2027								PIANO 2017-2026		
CODICE PROGETTO	DENOMINAZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	km	COSTO VITA INTERA [M€]	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO
RR_0272	all.to Oro Nero srl - Afragola (NA)	2019	100	0,1	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0273	all.to CNG Asset Company 1 - Pomigliano	2019	100	0,5	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0274	all.to I.M.C.A. Spa - Pagani (SA)	2019	100	0,0	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0275	All.to Camaldoli Service srl - Scisciano	2019	100	0,0	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0276	FIB S.r.l. - Teverola (CE)	2019	100	0,1	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0277	All.to Comune di Calciano (MT)	2018	100	0,0	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0278	all.to Comune di Roccanova (PZ)	2019	100	0,0	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0279	all.to Gas Natural Car di Pede C Matera	2019	100	0,2	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0280	Ora S.r.l. - Rionero in Vulture (PZ)	2019	100	0,3	0,2	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0281	all.to CNG asset company 1 Noicattaro BA	2019	100	1,2	0,6	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0282	all.to CNG asset company 1 Melpignano LE	2019	100	1,3	0,6	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0283	all.to CNG asset company 1 Foggia (FG)	2019	100	0,7	0,4	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0284	all.to Lezzi Surl - Surbo (LE)	2019	100	0,2	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND
RR_0285	all.to S.I. Internazionale Noci (BA)	2019	100	0,0	0,1	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	ND	ND	ND

## **ALLEGATO 6: SCHEDE INTERVENTO**

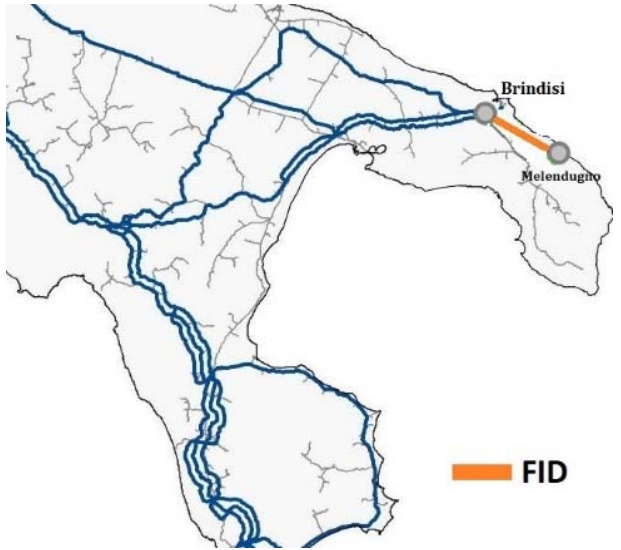
**SCHEDA PROGETTO INTERCONNESSIONE TAP – RN\_02**
**ANALISI DELLA DOMANDA**

Il progetto riguarda la creazione di un nuovo punto di interconnessione e il suo collegamento alla rete nazionale dei gasdotti esistente. Il gas in ingresso dal nuovo punto sarà disponibile per tutto il mercato italiano, pertanto si ritiene opportuno rifarsi a quanto già espresso nel capitolo “Domanda ed offerta di gas in Italia”. Inoltre l’infrastruttura interconnessa al progetto di Snam Rete Gas è inserita nel contesto delle infrastrutture europee del gas e, per apprezzarne i benefici in maniera corretta è necessario valutarla in tale contesto. Le assunzioni sulla domanda fatte sono riepilogate nel paragrafo relativo ai *Contrasting Scenario*.

**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

**Denominazione intervento** Interconnessione TAP

**Opere principali ed accessorie**

Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)	Tipologia
IT_02	Interconnessione TAP	1400	55	75	principale
<b>Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)</b>					
<b>Codice identificativo intervento</b>		COD. SRG: RN_02 TYNDP ENTSG: TRA-F-1193			
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• sicurezza dell’approvvigionamento;</li> <li>• concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento</li> </ul>			
<b>Categoria principale intervento</b>		Nuova interconnessione con l’estero			
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>		Piano Decennale 2017-2026			
<b>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</b>		Creazione di un nuovo punto di entrata a Melendugno (Puglia) con una capacità massima pari a 44,3 MSm3/g. Tale capacità non aumenterà la capacità totale di importazione.			
<b>Punto di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità</b>		PdE di Melendugno			
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>		Il progetto è naturalmente correlato all’infrastruttura TAP che consente nuova capacità di importazione dalle produzioni Azeri. Tale fonte di approvvigionamento non è attualmente disponibile sul mercato italiano del gas.			
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>		Non applicabile.			



**Indicazione dello stato dell'intervento**

Ingegneria e Permessi

Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
19/02/2015	13/04/2015	10/11/2015	21/05/2018	10/11/2015	22/09/2017	02/2019	2020

**ANALISI COSTI/BENEFICI**
**BENEFICI (art. 11) - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni**

Come descritto nel capitolo relativo alla metodologia dell'analisi ACB i benefici di seguito riassunti sono stati determinati mediante l'utilizzo del modello *Pegasus 3* di dispacciamento del gas e di determinazione dei prezzi.

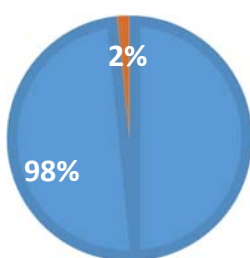
La quantificazione dei benefici considerati nella presente analisi è stata effettuata sviluppando la metodologia proposta a tale riguardo da ARERA nella delibera 468/2018/R/GAS. In particolare si evidenzia che il beneficio B1 tiene conto della variazione delle condizioni non solo del cliente finale, ma dell'intero sistema, e valuta di conseguenza anche i minori ricavi per gli shipper derivanti dal decrescere del prezzo marginale del gas; pertanto, ai fini della presente analisi, la riduzione media del prezzo della materia prima all'ingrosso calcolata, pari a circa 0,9 €/MWh, è applicata al quantitativo di gas importato attraverso l'interconnessione TAP. Se invece si volesse considerare il beneficio per i consumatori finali e quindi si applicasse la stessa riduzione di prezzo alla domanda gas complessiva italiana, si otterrebbe un risparmio di circa 10 mld € in 15 anni.

B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	South Route: 6,1 mld€
	Central: 4,6 mld€
	North Route: 2,6 mld€
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption	South Route: 0,1 mld€
	Central: 0,1 mld€
	North Route: 4 mld€
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	-

B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	(*)
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2	-
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	-
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

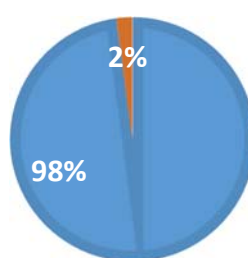
### SOUTH ROUTE

■ B1 ■ B3d



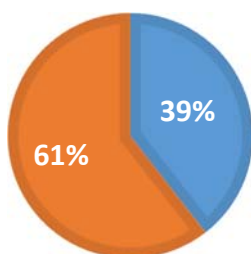
### CENTRAL

■ B1 ■ B3d



### NORTH ROUTE

■ B1 ■ B3d



#### Benefici qualitativi

TAP può favorire l'azzeramento del divario con i prezzi del Nord Europa, in caso di contestuale realizzazione del "corridoio di liquidità".

Un ulteriore effetto netto in bolletta e sul Pil può verificarsi in quanto i corrispettivi pagati dagli «shipper» per il nuovo entry point «ripagano» il costo dell'infrastruttura superando il ricavo di Snam direttamente correlato all'infrastruttura.

(\*) La mancata realizzazione dell'infrastruttura sul territorio italiano, oltre a causare la perdita delle esternalità positive garantite dal nuovo gas che verrebbe approvvigionato, determinerebbe ulteriori costi per il sistema Italia derivanti dal mancato rispetto degli impegni ed accordi che peserebbero sul welfare dell'intero Paese. Come recentemente dichiarato dal Governo italiano, se si decidesse, in via arbitraria e unilaterale, di venire meno agli impegni sin qui assunti anche in base a provvedimenti legislativi e regolamentari, si rimarrebbe esposti alle pretese risarcitorie dei vari soggetti coinvolti nella realizzazione dell'opera e che hanno fatto affidamento su di essa. Lo Stato italiano verrebbe coinvolto in un contenzioso lungo e perdente, i cui costi potrebbero aggirarsi, in base a una stima prudenziale, in uno spettro compreso tra i 20 e i 35 miliardi di euro.

<b>COSTI</b>	
Capex totale progetto [M€]	298
Consuntivo al 31/12/2017 [M€]	6,3
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	298
Capex di reinvestimento (dal 10° anno di esercizio)	0,2 M€/ANNO
Opex	0,1 M€/ANNO

<b>INDICATORI (art.10)</b>									
INDICATORI	BASE			SENSITIVITY					
	South Route	Central	North Route	CAPEX+OPEX			CAPEX+OPEX		
				+10%, +5%			-10%, -5%		
				South Route	Central	North Route	South Route	Central	North Route
<b>VAN<sub>E</sub> [M€]</b>	3.538	2.401	3.558	3.512	2.375	3.532	3.565	2.428	3.585
<b>B/C</b>	14,4	10,1	14,4	13,1	9,2	13,1	16,0	11,1	16,1
<b>PBP<sub>E</sub> [anni]</b>	2	3	4	2	3	4	3	2	3
<b>INDICATORE</b>	<b>CONFIGURAZIONE INFRASTRUTTURE</b>					<b>2018</b>	<b>2021</b>	<b>2027</b>	
<b>N-1</b>	<b>Con TAP</b>					106%	115%	112%	
	<b>inerziale</b>					106%	115%	112%	
<b>IRDI</b>	<b>Con TAP</b>					2.147	1.964	1.964	
	<b>inerziale</b>					2.147	2.175	2.175	

**SCHEDA PROGETTO POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD- RN\_04**
**ANALISI DELLA DOMANDA**

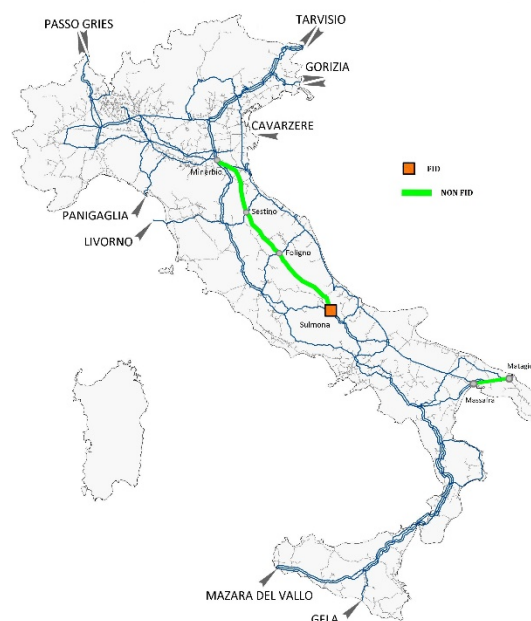
Il progetto riguarda la creazione di un nuovo punto di interconnessione e il suo collegamento alla rete nazionale dei gasdotti esistente. Il gas in ingresso dal nuovo punto sarà disponibile per tutto il mercato italiano, pertanto si ritiene opportuno rifarsi a quanto già espresso nel capitolo “Domanda ed offerta di gas in Italia”. Inoltre l’infrastruttura interconnessa al progetto di Snam Rete Gas è inserita nel contesto delle infrastrutture europee del gas e, per apprezzarne i benefici in maniera corretta è necessario valutarla in tale contesto. Le assunzioni sulla domanda fatte sono riepilogate nel paragrafo relativo ai contrasting scenario.

**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

**Denominazione intervento** POT. NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD

**Opere principali ed accessorie**

Codice	Denominazione	DN	km	MW	Pressione (bar)	Tipologia
RN_04_a	Met. Sulmona-Foligno	1200	170	-	75	principale
RN_04_b	Met. Foligno-Sestino	1200	114	-	75	principale
RN_04_c	Met. Sestino-Minerbio	1200	141	-	75	principale
RN_04_c	Centrale di Sulmona			33		principale
RN_05	Met. Matagiola-Massafra	1400	80		75	principale
RN_14	Imp. di Regolazione di Moliterno	-	-		-	accessoria

**Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)**

**Codice identificativo intervento**

COD. SRG: RN\_04, RN\_05 e RN\_14  
TYNDP ENTSG: TRA-N-007 e TRA-N-1195

**Obiettivo generale dell'intervento**

- sicurezza dell’approvvigionamento;
- concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento

**Categoria principale intervento**

Potenziamento di interconnessione con l’estero esistente

**Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano**

Piano Decennale 2014-2023 per RN\_04,  
Piano Decennale 2016\_2025 per RN\_14  
Piano Decennale 2016\_2025 per RN\_05

**Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)**

Incremento della capacità dei punti da sud di circa 24 MSm3/g e incremento della capacità massima dei punti d’entrata in Puglia fino a una capacità massima pari a 74 MSm3/g.

<b>Punto di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità</b>	PdE di Melendugno; PdE di Mazara del Vallo, PdE di Gela
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>	La Linea Adriatica può essere vista come uno sviluppo che ha carattere di generalità e che consente di potenziare le capacità della direttrice di importazione da Sud. Il metanodotto Matagiola-Massafra è correlato invece a infrastrutture di trasporto nuove od esistenti con approdo in Puglia
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>	Non applicabile.
<b>Indicazione dello stato dell'intervento</b>	Pianificato

	inizio progetto	Avvio progettazione e di dettaglio	Data presentazione e AU	Data ottenimento AU	Data presentazione e VIA	Data ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data EE
RN_04a	05/07/2006	19/02/2007	20/06/2011	01/2024	31/01/2005	14/03/2011	07/2024	01/2026
RN_04b	05/07/2006	19/02/2007	19/05/2014	01/2024	31/01/2005	16/05/2011	07/2024	01/2026
RN_04c	05/07/2006	19/02/2007	25/01/2012	12/05/2015	15/03/2005	09/12/2008	07/2024	01/2026
RN_04d	18/07/2005	25/09/2006	21/06/2011	07/03/2018	31/01/2005	07/03/2011	10/2020	06/2023
RN_05	gen-20	06/2020	01/2021	09/2023	03/2021	07/2023	07/2024	01/2026
RN_14	gen-20	06/2020	01/2021	09/2023	03/2021	07/2023	07/2024	01/2026

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
Come descritto nel capitolo relativo alla metodologia dell'analisi ACB i benefici B1 e B3d di seguito riassunti sono stati determinati mediante l'utilizzo del modello <i>Pegasus 3</i> di dispacciamento del gas e di determinazione dei prezzi.	
In particolare si evidenzia che il progetto è stato associato ad uno scenario di nuova fonte di importazione in Puglia con un livello di prezzo competitivo per il mercato italiano.	
Per quanto riguarda il beneficio B4o si è considerato il contributo che la Centrale di Sulmona apporta nella riduzione dei costi in investimenti di sostituzione sulle altre centrali di compressione del sistema di trasporto; analogamente si è considerato il contributo che il metanodotto Matagiola-Massafra apporta nella riduzione dei costi in investimenti di sostituzione sul metanodotto esistente lungo la stessa direttrice.	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	South Route: 5,9 mld€ Central: 5,2 mld€ North Route: 2,7 mld€
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption	South Route: 0 mld€ Central: 0 mld€ North Route: 1,8 mld€
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	0,3 mld€
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	-
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2	-
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri	-

inquinanti	
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-
<div><div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>SOUTH ROUTE</span></div><div><div><div><div><div>B1</div><div>B4o</div></div></div><div><div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>5%</span></div><div><span>95%</span></div></div></div></div></div></div></div><div><div><span>NORTH ROUTE</span></div><div><div><div><div><div>B1</div><div>B4o</div><div>B3d</div></div></div><div><div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>56%</span></div><div><span>38%</span></div><div><span>6%</span></div></div></div></div></div></div></div><div><div><span>CENTRAL</span></div><div><div><div><div><div>B1</div><div>B4o</div></div></div><div><div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>5%</span></div><div><span>95%</span></div></div></div></div></div></div></div></div></div></div></div></div></div></div></div></div></div>	
<div><div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>Benefici qualitativi</span></div><div>La disponibilità della centrale di compressione di Sulmona garantisce un incremento delle portate trasportabili provenienti dall'erogazione dello stoccaggio di Fiume Treste. Lo sfruttamento della piena capacità erogativa di punta dello stoccaggio di Fiume Treste mette a disposizione del sistema italiano una maggiore flessibilità che permette un contenimento dei prezzi in caso di eventi caratterizzati da una domanda di punta giornaliera significativa.</div></div></div></div></div></div>	
<div><div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>COSTI</span></div></div></div></div></div></div>	
<div>Capex totale progetto [M€]</div>	<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>RN_04_a</span></div><div><span>472</span></div></div></div></div></div>
	<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>RN_04_b</span></div><div><span>362</span></div></div></div></div></div>
	<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>RN_04_c</span></div><div><span>358</span></div></div></div></div></div>
	<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>RN_04_c</span></div><div><span>190</span></div></div></div></div></div>
	<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>RN_05</span></div><div><span>240</span></div></div></div></div></div>
	<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>RN_14</span></div><div><span>2</span></div></div></div></div></div>
	<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>TOTALE</span></div><div><span>1.624</span></div></div></div></div></div>
<div>Consuntivo al 31/12/2017 [M€]</div>	<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>67</span></div></div></div></div></div>
<div>Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]</div>	<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>1.604</span></div></div></div></div></div>
<div>Capex di reinvestimento (dal 10° anno di esercizio)</div>	<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>1,8 M€/anno + 2,8 M€ ogni 30.000 ore di funzionamento di ogni macchina della centrale di spinta di Sulmona</span></div></div></div></div></div>
<div>Opex</div>	<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div><span>4,5 M€/ANNO</span></div></div></div></div></div>

<b>INDICATORI</b>									
<b>INDICATORI</b>	<b>BASE</b>			<b>SENSITIVITY</b>					
	<b>South Route</b>	<b>Central</b>	<b>North Route</b>	<b>CAPEX+OPEX</b>			<b>CAPEX+OPEX</b>		
				<b>+30%, +5%</b>			<b>-30%, -5%</b>		
				<b>South Route</b>	<b>Central</b>	<b>North Route</b>	<b>South Route</b>	<b>Central</b>	<b>North Route</b>
<b>VAN<sub>E</sub> [M€]</b>	1.509	1.261	938	1.126	878	556	1.890	1.642	1.319
<b>B/C</b>	2,2	2,0	1,7	1,7	1,5	1,3	3,0	2,8	2,4
<b>PBP<sub>E</sub> [anni]</b>	9	9	12	12	13	12	7	6	12
<b>INDICATORE</b>	<b>CONFIGURAZIONE INFRASTRUTTURE</b>					<b>2018</b>	<b>2021</b>	<b>2027</b>	
<b>N-1</b>	<b>Con Adriatica</b>					106%	115%	119%	
	<b>Inerziale + TAP</b>					106%	115%	112%	
<b>IRDI</b>	<b>Con Adriatica</b>					2.147	1.964	1.827	
	<b>Inerziale + TAP</b>					2.147	1.964	1.964	



**SCHEDA PROGETTO METANIZZAZIONE SARDEGNA – RN\_09**
**ANALISI DELLA DOMANDA**

Lo scenario di domanda considera una completa sostituzione con gas naturale dei combustibili nel mercato residenziale (principalmente GPL, aria propanata e gasolio) e una parziale sostituzione negli usi industriali, termoelettrici e dei trasporti. La domanda totale a regime in Sardegna è stimata in 722 Mmc/anno (escluso il potenziale di GNL nel settore dei trasporti che non si considera venga rigassificato ed immesso in rete), mentre la domanda utilizzata ai fini delle analisi presentate nel presente documento è stata determinata considerando i soli bacini attraversati dall'infrastruttura pianificata, che rappresentano circa il 90% della domanda complessiva per un volume a regime di 661 Mmc/anno. Le prime forniture, sono previste a partire dall'anno 2021 con una domanda gas a regime nell'anno 2030 secondo un percorso di progressiva metanizzazione valutato in base all'esperienza maturata da Snam Rete Gas in progetti analoghi sul territorio nazionale.

Viene di seguito riportata in tabella la relativa ripartizione per settore:

Settore	Volume (Mmc/a)
Civile + Terziario	152
Industria + Termoelettrico	441
Autotrazione	68
<b>Totale complessivo</b>	<b>661</b>

Tale stima di domanda non considera il potenziale di sostituzione nella produzione termoelettrica derivante da un eventuale *phase-out* del carbone, che la SEN prevede al 2025. Sulla base delle stime formulate da Terna in tale ambito, ai fini della sicurezza delle forniture elettriche oltre alla realizzazione di una ulteriore interconnessione, si prevede risulti necessaria l'operatività di due centrali a ciclo combinato CCGT per un totale di 400MW di potenza per una domanda aggiuntiva stimata in circa 100 mcm.

Vengono di seguito riportate le assunzioni alla base delle stime effettuate con riferimento ai singoli settori:

- Civile + Terziario: l'assunzione alla base del valore annuo di mercato del settore è che vengano sviluppate tutte le reti di distribuzione previste dal PEARS e che vi sia conversione da GPL, Aria Propanata e Gasolio a GAS. Si è inoltre assunta l'ipotesi di penetrazione delle rinnovabili pari al 68% per il residenziale e del 45% nel terziario ed un obiettivo di efficienza energetica che permette una riduzione dei consumi del 27% rispetto ad uno scenario inerziale di consumi di gas elaborato considerando una piena sostituzione di GPL, Aria Propanata e Gasolio con gas naturale. Il mercato residenziale e terziario di ogni comune è stato ricalcolato proporzionalmente rispetto ai volumi dello scenario inerziale. Per i comuni da metanizzare si è fatto riferimento ai bacini d'utenza definiti, ad esclusione dei bacini n° 12 e 29 e di alcuni comuni che non hanno aderito, come da informazioni desunte dal PEARS della Regione Sardegna del 2015;
- Industria + Termoelettrico: si ipotizza una crescita dell'economia regionale in linea con quella prevista per il Paese negli scenari di lungo termine. In tale ipotesi si assume una crescita industriale leggermente inferiore all'1% (0,7%) rispetto ai livelli di consumo energetico del settore industriale, (inclusa la cogenerazione) nell'anno 2013 pari a 400 ktep. Tali consumi sono principalmente coperti da prodotti petroliferi che costituiscono circa l'80% (320 ktep) della richiesta energetica del settore industriale, in particolare olio combustibile (205 ktep), GPL (32 ktep) e Gasolio (8 ktep) e gas derivati (85 ktep). La penetrazione del gas avviene quindi per *switch* da carburanti petroliferi a gas. Si è inoltre assunto che nessun impianto termoelettrico venga convertito a gas naturale se non quelli funzionali alla generazione elettrica per gli impianti industriali; pertanto il comparto termoelettrico è stato assimilato all'industria e la ripartizione è stata fatta su base provinciale con riferimento ai dati storici;

- **Autotrazione:** si ipotizza una conversione degli autotrasporti da carburanti tradizionali a CNG con una penetrazione soprattutto nel trasporto privato e nel trasporto commerciale leggero. Tale ipotesi rappresenta uno scenario di penetrazione del CNG nei trasporti medio dei tre scenari presentati nel PEARS. Il volume per autotrazione è stato ripartito su base provinciale, in proporzione agli abitanti.

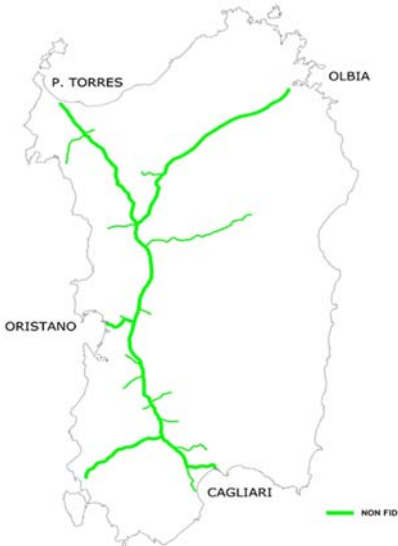
Ai fini del dimensionamento dell'infrastruttura, la portata di picco in condizioni di freddo eccezionale per il mercato Residenziale e Terziario, è stata definita incrementando del 90% la portata in condizioni di freddo normale, in accordo con le curve di temperatura con rischio termico 1 /20 anni caratteristiche per la regione Sicilia. Nella tabella seguente è riepilogato il mercato definito secondo i criteri sopra descritti:

Settore	Volume anno (Mmc/a)	Picco giornaliero freddo normale (Mmc/g)	Picco orario freddo normale (mc/h)	Picco giornaliero freddo eccezionale (Mmc/g)	Picco orario freddo eccezionale (mc/h)
Civile + Terziario	196	1,31	130.972	2,49	248.847
Industria + Termoelettrico	456	1,95	122.003	1,95	122.003
Autotrazione	70	0,30	38.052	0,30	38.052
<b>Totale complessivo</b>	<b>722</b>	<b>3,56</b>	<b>291.027</b>	<b>4,74</b>	<b>408.902</b>

Sono inoltre state effettuate ulteriori valutazioni considerando, in aggiunta alla domanda gas sopra descritta, la domanda derivante dall'eventuale conversione da carbone a gas delle centrali termoelettriche di Fiumesanto e Portoscuso. In tale scenario, il picco orario massimo considerato per entrambe le centrali è pari a 251.000 mc/h, che è stato valutato in aggiunta al picco orario in freddo eccezionale sopra riportato.

#### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

Denominazione intervento		Metanizzazione Sardegna			
Opere principali ed accessorie					
Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)	Tipologia
RN_09a	Met Cagliari - Palmas Arborea I tr.	650	32,3	75	principale
RN_09b	Met. Vallermosa - Sulcis	400	43	75	principale
RN_09c	Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr	650	61,8	75	principale
RN_09d	Met. Palmas Arborea - Macomer	400	49,9	75	principale
RN_09e	Met. Macomer - Porto Torres	650	76,6	75	principale
RN_09f	Met. Macomer - Olbia	250	17,4	75	principale
RN_09g	Met. Der. per Monserrato	150	5,3	75	principale
RN_09h	Met. Der. per Villacidro	150	8	75	principale
RN_09i	Met. Der. per Terralba	650	13,5	75	principale
	Met. Collegamento Term. di			75	
RN_09j	Oristano	150	11,1		principale
RN_09k	Met. Der. per Guspini	150	4,4	75	principale
RN_09l	Met. Derivazione per Oristano città	400	54	75	principale
RN_09m	Met. Derivazione per Nuoro	200	6,6	75	principale

RN_09n	Met. Allacciamento per Sassari	150	0,7	75	principale
RN_09o	Met. stacco per comune di Ittiri	150	0,8	75	principale
	Met. Stacco per com di			75	
RN_09p	Pozzomaggiore	150	14,8		principale
RN_09q	Met. Der. per Capoterra- Sarroch	150	11,2	75	principale
RN_09r	Met. Der. per Sanluri	250	7,9	75	principale
RN_09s	Met. Der. per Serramanna	150	5,5	75	principale
RN_09t	Met. Allac. per Siamanna	200	17,2	75	principale
RN_09u	Met. Der. per Alghero	150	10,3	75	principale
RN_09v	Met. All. per Thiesi	400	104,5	75	principale
RN_09w	Met. All. per Suni	150	15,5	75	principale
<b>Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)</b>					
<b>Codice identificativo intervento</b>		COD. SRG: RN_09 TYNDP ENTSG: TRA-N-1194			
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>		Metanizzazione di aree non servite, concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento, sostenibilità ambientale			
<b>Categoria principale intervento</b>		Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate			
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>		Piano Decennale 2017-2026			
<b>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</b>		La struttura è dimensionata per garantire il trasporto dei quantitativi di domanda riportati in precedenza in tutte le condizioni di supply.			
<b>Punto di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità</b>		I punti di entrata, così come i punti di uscita, verranno individuati sulla base delle richieste di allacciamento.			
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>		<p>Il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) individua tre possibili soluzioni di approvvigionamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• un collegamento via tubo dalla Regione Toscana,</li> <li>• la costruzione di mini-rigassificatore in un'area industriale-portuale della Regione Sardegna,</li> <li>• la costruzione di depositi costieri (Small scale LNG) dislocati in diverse zone industriali-portuali della Regione Sardegna.</li> </ul> <p>Al fine della presente analisi si è considerata la soluzione che prevede la costruzione di depositi costieri dotati di impianti di rigassificazione in quanto coente con PEARS e SEN nonché ritenuta più conservativa. Il progetto così come strutturato risulta tuttavia in grado di accomodare tutte le scelte di</p>			

	approvvigionamento sopra riportate così come altre potenziali differenti opzioni.
<b>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>	Interventi di interconnessione con le infrastrutture di distribuzione
<b>Indicazione dello stato dell'intervento</b>	Ingegneria e Permessi

Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
05/06/2017	13/02/18	21/06/17	06/2019	21/06/17	04/2019	07/2019	01/2021 - 12/2025

## ANALISI COSTI/BENEFICI

**BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni**

Al fine della valutazione del risparmio potenziale, per i combustibili attualmente utilizzati in Sardegna sono stati assunti i prezzi rilevati negli ultimi mesi del 2016<sup>1</sup>. Il prezzo della CO2 è stato determinato sulla base del Carbon Shadow Price<sup>2</sup>.

I valori utilizzati sono riportati nella successiva Tabella.

Combustibile	Prezzi
GPL per uso riscaldamento	250 €/MWh
Gasolio per uso riscaldamento	108 €/MWh
Aria propanata	111 €/MWh
Gasolio autotrazione	114 €/MWh
Olio combustibile per uso industriale	64 €/MWh
CO2	36 €/ton

Il prezzo del gas naturale in Sardegna è stato stimato sia per utenze di tipo civile<sup>3</sup> che industriale<sup>4</sup> a partire dal prezzo del GNL registrato in Spagna a fine 2016, maggiorato degli oneri sostenuti per raggiungere la Sardegna ed essere immesso in rete (*reloading, shipping* e rigassificazione)<sup>5</sup>, del margine di commercializzazione<sup>6</sup>, della logistica (trasporto e distribuzione) nonché della fiscalità.

Nella tabella di seguito riportata sono indicati i valori considerati.

<i>dati in €/MWh</i>	<b>Civile</b>	<b>Industriale</b>
<b>Costo materia prima<sup>7</sup></b>	<b>36</b>	<b>36</b>
<i>Costo unitario di trasporto Sardegna</i>	7	4

<sup>1</sup> Fonte: Camera di Commercio di Sassari per GPL, gasolio e oli combustibili e società Medea per l'aria propanata (i prezzi in Tabella sono maggiorati dell'IVA).

<sup>2</sup> Fonte: Commissione Europea – documento “Climate Change and Major Projects”, 2016.

<sup>3</sup> Ipotizzato un utente civile caratterizzato da un consumo di 1.400 m<sup>3</sup>/anno.

<sup>4</sup> Ipotizzato un utente industriale medio, definito su un mercato caratterizzato dal 30% degli utenti con consumi > 2,5 milioni di m3/anno e il 70% degli utenti con consumi < 2,5 milioni di m3/anno.

<sup>5</sup> Il prezzo è stato determinato nell'ipotesi di alimentazione della rete tramite depositi costieri.

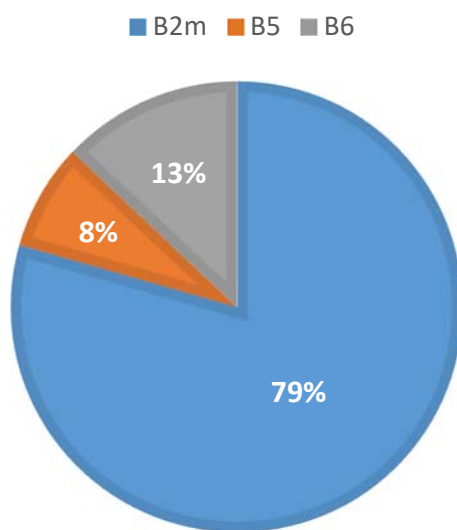
<sup>6</sup> Il margine di commercializzazione è stato assunto pari al valore indicato dall'ARERA per un cliente civile con consumo annuo di 1.400 m3.

<sup>7</sup>Costo all'entrata nella rete di trasporto, valori desunti da dati Bloomberg, Enagas, IGU.

<i>Costo unitario di distribuzione Sardegna</i>	31	n.a.
<i>Margine di commercializzazione</i>	5	5
<i>Fiscalità (IVA e accise)</i>	30	13
<b><i>Totale</i></b>	<b>108</b>	<b>58</b>

In particolare, con riferimento al costo della materia prima, si è utilizzato il prezzo del GNL in Spagna così come rilevato da Bloomberg a dicembre 2016, maggiorato di un margine di commercializzazione ipotizzato pari al 20% per un valore complessivo di 20 €/MWh. Nel calcolo del prezzo del gas naturale si è ipotizzato che le utenze industriali e termoelettriche non sostengano i relativi oneri di distribuzione, o ove vengano applicati risultino comunque molto limitati in relazione alle fasce di consumo. Per le utenze civili si è invece assunta la tariffa di distribuzione media per l'aria propanata nel comune di Sassari, determinata sulla base del costo medio sostenuto da clienti con consumi tra 121 e 5.000 mc/anno. I costi necessari per garantire l'esercizio della rete sono stimati in circa 8 m€/anno a regime nell'ipotesi della costituzione di una società dedicata a cui demandare la gestione dell'intera rete di trasporto sarda.

B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	3.799 M€
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 del sistema in situazioni di disruption	-
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	-
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	-
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2	365 M€
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	619 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-



#### **Benefici qualitativi**

Ulteriori benefici generati dal progetto che risultano non immediatamente quantificabili e/o monetizzabili sono:

- ricadute occupazionale: dirette per la realizzazione dell'infrastruttura e indirette in relazione all'indotto

generato.

- sviluppo del settore trasporti in quanto il progetto potrebbe abitare una sostituzione dei combustibili tradizionali ancora superiore rispetto a quella considerata nell'analisi generando ulteriori benefici occupazionali e ambientali.
- sviluppo della competitività comparto industriale favorendo di conseguenza anche la nascita di nuove imprese.
- possibile utilizzo per produzione energia elettrica in sostituzione attuali impianti a carbone
- sviluppo settore biometano anche in Sardegna. Il biometano rappresenta una fonte rinnovabile programmabile che ben si integra al solare e all'eolico. Un suo sviluppo permetterebbe di rispondere agli obiettivi di decarbonizzazione e promuoverebbe un incremento della produzione domestica.

La SEN stima in circa 700 M€ gli ulteriori benefici per lo sviluppo dell'economia locale e il rilancio della competitività industriale grazie al potenziale allineamento al prezzo dell'energia del resto della nazione con il conseguente incremento dell'occupazione e la riduzione degli oneri per la cassa integrazione.

In via complementare a quanto sopra descritto e al fine di consentire una migliore integrazione del sistema gas della Sardegna con il sistema nazionale, incluso quindi un legame del prezzo del gas in Sardegna alle dinamiche del PSV, SNAM promuove anche la possibile realizzazione di un servizio di caricamento e trasporto di GNL funzionale ai depositi costieri di GNL della Sardegna dotati di moduli di mini-rigassificazione.


#### **COSTI**

Capex totali progetto [M€]	
RN_09a	34,9
RN_09b	29,9
RN_09c	66,4
RN_09d	52,2
RN_09e	87,1
RN_09f	70,0
RN_09g	8,5
RN_09h	2,3
RN_09i	3,5
RN_09j	14,0
RN_09k	4,6
RN_09l	1,9
RN_09m	40,2
RN_09n	3,1
RN_09o	0,4
RN_09p	0,3
RN_09q	6,3
RN_09r	4,9
RN_09s	4,4
RN_09t	2,1
RN_09u	9,5
RN_09v	4,4
RN_09w	8,0
TOTALE	459,0
Consuntivo al 31/12/2017 [M€]	4,6
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	452,0

Capex di reinvestimento (dopo il 10 anno di esercizio)	2,1 M€/ANNO				
Opex	8 M€/ANNO				
NOTA: Oltre ai costi qui dettagliati sono stati considerati i costi previsti per gli allacciamenti relativi ai bacini attraversati dalla dorsale di trasporto per un totale di 11 M€					
INDICATORI (art.10)					
INDICATORI	BASE	SENSITIVITY			
		DOMANDA		CAPEX+OPEX	
		-10%	+10%	+30%, +5%	-30%, -5%
VAN <sub>E</sub> [M€]	1951	1.698	2.204	1.824	2078
B/C	4,7	4,2	5,1	3,8	6,1
PBP <sub>E</sub> [anni]	6	7	6	7	5



**SCHEDA DI PROGETTO DELLA METANIZZAZIONE REGIONE CALABRIA**
**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

<i>Requisiti minimi informativi</i>	
<i>Elementi informativi relativi all'intervento</i>	
<i>Denominazione dell'intervento</i>	Metanizzazione Regione Calabria
<i>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</i>	Regione Calabria - Province di Catanzaro e Reggio Calabria
	
<i>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</i>	COD. SRG: RR_0073 COD. SRG: RR_0074
<i>Obiettivo generale dell'intervento</i>	Metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda
<i>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</i>	Estensione della rete
<i>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</i>	Piano Decennale 2014-2023
<i>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</i>	Non applicabile
<i>Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)</i>	Nr. 7 Nuovi Punti di Riconsegna
<i>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</i>	Non applicabile
<i>Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera</i>	

Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0073	Met. Sant'Andrea Ap. dello Jonio - Caulonia	Principale	300	52,5	24	Pianificato	In Costruzione
RR_0074	Diramazione per Stilo e Bivongi	Principale	150	4,7	24	Pianificato	In Costruzione
<i>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</i>			Interventi di interconnessione alla rete di trasporto SRG e a infrastrutture di distribuzione				

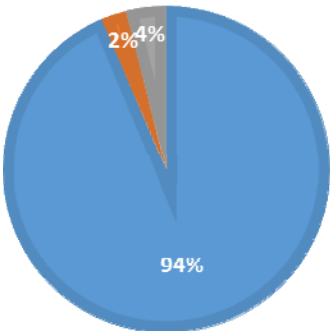
Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
10/05/2006	18/04/17	26/05/15	05/03/18	07/10/08	23/04/09	11/2018	12/2019

#### ANALISI DOMANDA

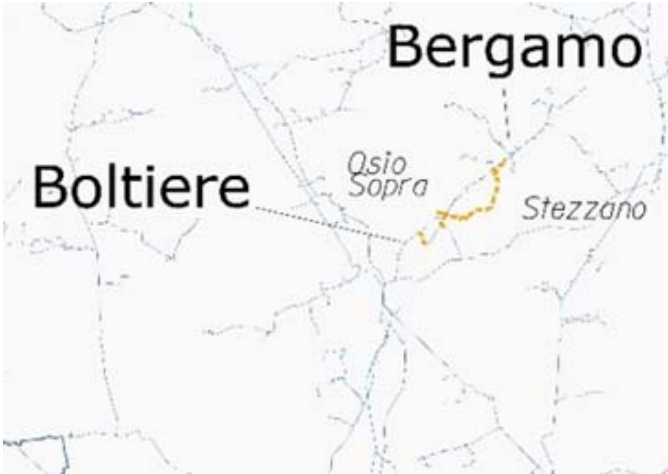
Analisi della domanda	Volume da richiesta di allacciamento 6,935 MSm <sup>3</sup> /anno
-----------------------	---

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	126,2 M€
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 del sistema in situazioni di disruption	-
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	-

B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita		-							
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2		3,4 M€							
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti		5,2 M€							
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico		-							
COSTI									
Capex totali		59,168 M€							
RR_0073	Met. Sant'Andrea Ap. dello Jonio - Caulonia	55,377 M€							
RR_0074	Diramazione per Stilo e Bivongi	3,790 M€							
Consuntivo al 31/12/2017		16,008 M€							
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio		54,668 M€							
Capex totali di reinvestimento		0,232 M€/anno							
Opex		0,080 M€/anno							
INDICATORI									
		INDICATORI	BASE	SENSITIVITY					
				DOMANDA		CAPEX + OPEX			
				-10%	+10%	-10%, -5%	+10%, +5%		
				NPV <sub>E</sub> [M€]	17,5	10,1	25,0	23,4	11,6
				B/C	1,2	1,1	1,4	1,4	1,1
		PBP <sub>E</sub> [anni]	18	20	16	16	20		

**SCHEDA DI PROGETTO DEL POTENZIAMENTO METANODOTTO BOLTIERE - BERGAMO**
**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

<i>Requisiti minimi informativi</i>	
<i>Elementi informativi relativi all'intervento</i>	
<i>Denominazione dell'intervento</i>	Potenziamento Metanodotto Boltiere-Bergamo
	Regione Lombardia - Provincia Bergamo
<i>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</i>	
<i>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSOG e nei piani regionali di ENTSOG</i>	COD. SRG: RR_0062
<i>Obiettivo generale dell'intervento</i>	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
<i>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</i>	Potenziamento rete esistente
<i>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</i>	Piano Decennale 2014-2023
<i>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</i>	Incremento della capacità di trasporto della rete
<i>Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)</i>	Nr. 23 Punti di Riconsegna
<i>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</i>	Non applicabile
<i>Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera</i>	

Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0062a	Met. Osio Sopra - Stezzano	Principale	400	6,2	24	Pianificato	Permessi
RR_0062b	Impianto di riduzione di Osio Sopra (pot. 120.000 Sm <sup>3</sup> /h)	Principale			64/24	Pianificato	In esercizio
RR_0062c	Altre opere connesse	Accessorie	100 ÷ 400	2,0	24	Pianificato	Permessi
Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Non applicabile				

Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
09/07/2001	23/11/09	08/03/16	06/2018	na	na	07/2019	08/2020

### ANALISI DOMANDA


Analisi della domanda	Picco domanda in Freddo Eccezionale: 1,584 Mmc/g
	Picco domanda in Freddo Normale: 1,341 Mmc/g

### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	14,1 M€

B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption		15,1 M€								
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita		10,9 M€								
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita		-								
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2		-								
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti		-								
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico		-								
COSTI										
Capex totali		15,856 M€								
RR_0062a	Met. Osio Sopra - Stezzano	8,813 M€								
RR_0062b	Impianto di riduzione di Osio Sopra (pot. 120.000 Sm3/h)	4,158 M€								
RR_0062c	Altre opere connesse	2,885 M€								
Consuntivo al 31/12/2017		3,601 M€								
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio		15,706 M€								
Capex totali di reinvestimento		0,033 M€/anno								
Opex		0,011 M€/anno								
INDICATORI										
<table><tr><td>■ B3n</td></tr><tr><td>■ B3d</td></tr><tr><td>■ B4o</td></tr></table>		■ B3n	■ B3d	■ B4o	INDICATORI	BASE	SENSITIVITY			
		■ B3n								
		■ B3d								
		■ B4o								
		DOMANDA		CAPEX + OPEX						
		-10%	+10%	-10%, -5%	+10%, +5%					
NPV <sub>E</sub> [M€]	10,8	5,1	16,5	12,4	9,2					
B/C	1,7	1,3	2,0	1,9	1,5					
PBP <sub>E</sub> [anni]	12	12	10	10	12					

**SCHEDA DI PROGETTO DEL METANODOTTO MORNICO AL SERIO - TRAVAGLIATO**
**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	
Denominazione dell'intervento	Metanodotto Mornico al Serio - Travagliato
Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica	Regione Lombardia - Provincia Bergamo / Brescia
	
Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSOG e nei piani regionali di ENTSOG	COD. SRG: RR_0067
Obiettivo generale dell'intervento	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
Categoria principale a cui afferisce l'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 della Lombardia
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
Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera	



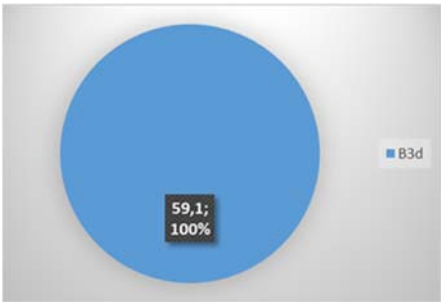
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0067a	Met. Mornico al Serio - Travagliato : tratto Mornico al Serio - Chiari	Principale	500	11,4	75	Pianificato	In esercizio
RR_0067b	Met. Mornico al Serio - Travagliato : tratto Chiari - Travagliato	Principale	500	13,5	75	Pianificato	Permessi
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Non applicabile				
Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
23/12/2003	16/07/15	11/05/18	12/2018	na	na	11/2019	07/2020

### ANALISI DOMANDA


Analisi della domanda	Picco domanda in Freddo Eccezionale: 6,525 Mmc/g
	Picco domanda in Freddo Normale: 4,562 Mmc/g

### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-

B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption	59,1 M€					
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	-					
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	-					
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2	-					
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	-					
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-					
<b>COSTI</b>						
<b>Capex totali</b>	<b>30,336 M€</b>					
RR_0067a Met. Mornico al Serio - Travagliato: tratto	15,092 M€					
RR_0067b Met. Mornico al Serio - Travagliato: tratto	15,244 M€					
Chiari - Travagliato						
Consuntivo al 31/12/2017	17,132 M€					
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio	29,629 M€					
Capex totali di reinvestimento	0,100 M€/anno					
Opex	0,033 M€/anno					
<b>INDICATORI</b>						
			<b>SENSITIVITY</b>			
	<b>INDICATORI</b>	<b>BASE</b>	<b>DOMANDA</b>		<b>CAPEX + OPEX</b>	
			<b>-10%</b>	<b>+10%</b>	<b>-10%, -5%</b>	<b>+10%, +5%</b>
	<b>NPV<sub>E</sub> [M€]</b>	2,0	-4,9	8,8	5,2	-1,2
	<b>B/C</b>	1,1	0,8	1,3	1,2	1,00
	<b>PBP<sub>E</sub> [anni]</b>	12	>25	12	12	>25

**SCHEDA DI PROGETTO DEL METANODOTTO DESIO - BIASSONO**
**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	
<i>Denominazione dell'intervento</i>	Metanodotto Desio - Biassono
<i>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</i>	Regione Lombardia - Provincia Monza Brianza
	
<i>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</i>	COD. SRG: RR_0070
<i>Obiettivo generale dell'intervento</i>	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
<i>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</i>	Potenziamento rete esistente
<i>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</i>	Piano Decennale 2014-2023
<i>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</i>	Incremento della capacità di trasporto della rete regionale
<i>Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)</i>	Nr. 27 Punti di Riconsegna
<i>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</i>	Non applicabile
<i>Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera</i>	

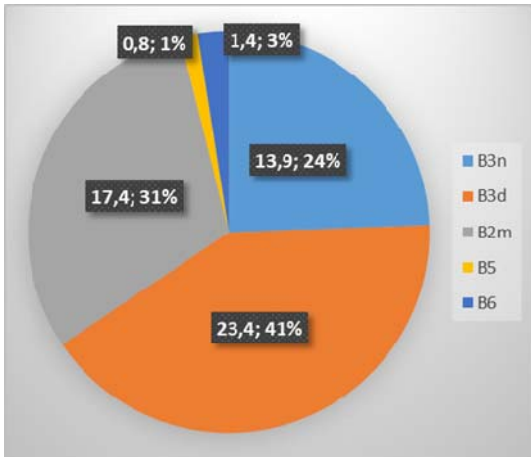
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0070a	Met. Desio - Biassono	Principale	400	4,4	12	Pianificato	Permessi
RR_0070b	Altre opere connesse	Accessorie	100 ÷ 500	0,4	12	Pianificato	Permessi
<i>Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</i>			Non applicabile				
Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
29/01/2007	16/09/16	12/07/17	11/2018	na	na	06/2019	06/2020

#### ANALISI DOMANDA


Analisi della domanda	Picco domanda in Freddo Eccezionale: 1,718 Mmc/g
	Picco domanda in Freddo Normale: 1,454 Mmc/g

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	13,2 M€
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	17,4 M€
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption	23,4 M€
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	-
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	-

B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2		0,6 M€					
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti		1,1 M€					
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico		-					
COSTI							
Capex totali		7,646 M€					
RR_0070a	Met. Desio - Biassono	6,875 M€					
RR_0070b	Altre opere connesse	0,771 M€					
Consuntivo al 31/12/2017		1,717 M€					
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio		7,496 M€					
Capex totali di reinvestimento		0,019 M€/anno					
Opex		0,006 M€/anno					
INDICATORI							
		INDICATORI	BASE	SENSITIVITY			
				DOMANDA		CAPEX + OPEX	
				-10%	+10%	-10%, -5%	+10%, +5%
		NPV <sub>E</sub> [M€]	24,4	18,3	30,7	25,2	23,7
		B/C	4,2	3,4	5,0	4,6	3,8
		PBP <sub>E</sub> [anni]	8	10	6	7	9

**SCHEDA DI PROGETTO DEL POTENZIAMENTO RETE DI RAVENNA FIUMI UNITI**
**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	
<i>Denominazione dell'intervento</i>	Potenziamento Rete di Ravenna Fiumi Uniti
	Regione Emilia Romagna - Provincia Ravenna
<i>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</i>	
<i>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</i>	COD. SRG: RR_0085
<i>Obiettivo generale dell'intervento</i>	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
<i>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</i>	Potenziamento rete esistente
<i>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</i>	Piano Decennale 2014-2023
<i>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</i>	Incremento della capacità di trasporto della rete regionale
<i>Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)</i>	Nr. 4 Punti di Riconsegna
<i>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</i>	Non applicabile
<i>Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera</i>	

Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0085a	Rif. All. comune di Ravenna 2a presa	Principale	200	3,2	12	Pianificato	Permessi
RR_0085b	Altre opere connesse	Principale	100	4,4	12	Pianificato	Permessi
Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Non applicabile				
Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
20/05/2014	04/06/14	31/05/18	06/2019	21/12/17	04/2019	07/2019	11/2020

#### ANALISI DOMANDA

Analisi della domanda	Picco domanda in Freddo Eccezionale: 0,502 Mmc/g
	Picco domanda in Freddo Normale: 0,326 Mmc/g


#### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	8,9 M€
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption	-
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	10,8 M€



B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l’opera non fosse stata costruita		-					
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2		-					
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti		-					
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico		-					
COSTI							
Capex totali		6,390 M€					
RR_0085a	Rif. All. comune di Ravenna 2a presa	4,281 M€					
RR_0085b	Altre opere connesse	2,109 M€					
Consuntivo al 31/12/2017		0,787 M€					
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio		6,300 M€					
Capex totali di reinvestimento		0,030 M€/anno					
Opex		0,010 M€/anno					
INDICATORI							
		INDICATORI	BASE	SENSITIVITY			
				DOMANDA		CAPEX + OPEX	
				-10%	+10%	-10%, -5%	+10%, +5%
		NPV <sub>E</sub> [M€]	8,6	7,4	9,7	9,2	8,0
		B/C	2,4	2,2	2,6	2,7	2,2
		PBP <sub>E</sub> [anni]	1	1	1	1	1

**SCHEDA DI PROGETTO DEL POTENZIAMENTO SPINA DI POMEZIA**
**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	
Denominazione dell'intervento	Potenziamento Spina di Pomezia
	Regione Lazio - Provincia Roma
Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica	
Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSOG e nei piani regionali di ENTSOG	COD. SRG: RR_0090
Obiettivo generale dell'intervento	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
Categoria principale a cui afferisce l'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. 21 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
Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera	

Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0090a	Potenziament o Spina di Pomezia	Principale	200	4,3	12	Pianificato	In Costruzione
RR_0090b	Altre opere connesse	Accessorie	100 ÷ 200	0,1	12	Pianificato	In Costruzione
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Non applicabile				
Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
24/04/2013	11/02/14	09/06/16	10/07/18	na	na	11/2018	06/2019

#### ANALISI DOMANDA

Analisi della domanda	Picco domanda in Freddo Eccezionale: 0,336 Mmc/g
	Picco domanda in Freddo Normale: 0,316 Mmc/g

#### ANALISI COSTI/BENEFICI


<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	10,1 M€
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	1,0 M€
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption	-
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	4,6 M€

B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita		-			
B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2		0,5 M€			
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti		0,8 M€			
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico		-			
<b>COSTI</b>					
<b>Capex totali</b>		<b>5,522 M€</b>			
RR_0090a	Potenziamento Spina di Pomezia	5,384 M€			
RR_0090b	Altre opere connesse	0,138 M€			
Consuntivo al 31/12/2017		1,132 M€			
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio		5,452 M€			
Capex totali di reinvestimento		0,018 M€/anno			
Opex		0,006 M€/anno			
<b>INDICATORI</b>					

INDICATORI	BASE	SENSITIVITY			
		DOMANDA		CAPEX + OPEX	
		-10%	+10%	-10%, -5%	+10%, +5%
NPV <sub>E</sub> [M€]	6,0	5,4	6,8	6,5	5,4
B/C	2,1	2,0	2,2	2,3	1,9
PBP <sub>E</sub> [anni]	4	4	4	3	5

**SCHEDA DI PROGETTO DEL COLLEGAMENTO PIETRAVAIRANO - PIGNATARO MAGGIORE**
**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	
<i>Denominazione dell'intervento</i>	Collegamento Pietravairano - Pignataro Maggiore
<i>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</i>	Regione Campania - Provincia di Caserta
	
<i>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</i>	COD. SRG: RR_0135
<i>Obiettivo generale dell'intervento (rif. Articolo 6)</i>	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
<i>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</i>	Potenziamento rete esistente
<i>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</i>	Piano Decennale 2015-2024
<i>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</i>	Incremento della capacità di trasporto della rete regionale
<i>Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)</i>	Non applicabile
<i>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</i>	Non applicabile
<i>Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera</i>	

Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0135a	Collegamento Pietravairano - Pignataro Maggiore	Principale	600	25,1	75	Pianificato	In Costruzione
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Non applicabile				
Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
02/11/2015	10/12/15	13/01/17	26/07/18	na	na	11/2018	11/2019

## ANALISI DOMANDA

Analisi della domanda	Picco domanda in Freddo Eccezionale: 6,042 Mmc/g
	Picco domanda in Freddo Normale: 4,712 Mmc/g

## ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption	122,2 M€
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	73,0 M€
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	-

B5: Riduzione effetti negativi da produzione di CO2	-							
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	-							
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-							
<b>COSTI</b>								
<b>Capex totali</b>	<b>35,356 M€</b>							
RR_0135a Collegamento Pietravairano - Pignataro Maggiore	35,356 M€							
Consuntivo al 31/12/2017	1,723 M€							
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio	34,406 M€							
Capex totali di reinvestimento	0,100 M€/anno							
Opex	0,033 M€/anno							
<b>INDICATORI</b>								
<table><tr><td>■ B3d</td></tr><tr><td>■ B4o</td></tr></table>	■ B3d	■ B4o	<b>INDICATORI</b>	<b>BASE</b>	<b>SENSITIVITY</b>			
	■ B3d							
	■ B4o							
	<b>DOMANDA</b>		<b>CAPEX + OPEX</b>					
			<b>-10%</b>	<b>+10%</b>	<b>-10%, -5%</b>	<b>+10%, +5%</b>		
	<b>NPV<sub>E</sub> [M€]</b>	106,9	99,5	114,2	110,2	103,5		
<b>B/C</b>	4,1	3,9	4,4	4,6	3,8			
<b>PBP<sub>E</sub> [anni]</b>	1	1	1	1	1			