

PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO DI GAS NATURALE 2016-2025



SNAM RETE GAS

52.5 23.9 52.8 52.8
63 116 480 -32

23.6
146

Capannori Sud

51.3
46
68

Firenze
Pistoia
Lucca

51.2
-111

Montopoli

Fabriano

51.3
-41

4813
Monte
S.Vito

S.Sepolc
Foligno
Derivazione

LASTRA A SIGNA

Fabro

anieri 3

Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2016-2025

Periodo di riferimento 2016-2025

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

PAOLO MOSA
(Amministratore Delegato)



Snam Rete Gas presenta la terza edizione del Piano decennale di sviluppo della propria rete di trasporto di gas naturale, facendo seguito alla seconda pubblicazione avvenuta nel 2015 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 seconda lista dei Progetti di Interesse Comune ("PIC") adottata dalla Commissione Europea a novembre 2015.

La pianificazione dei progetti di Snam Rete Gas si inquadra in un più ampio insieme di azioni già messe in campo per l'integrazione dei mercati, tra cui l'implementazione anticipata delle regole previste nei codici di rete europei in termini di meccanismi di assegnazione delle capacità.

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, 13 ottobre 2016

Introduzione dell'Amministratore Delegato	4
Executive summary	7
Obiettivi del documento	8
Quadro legislativo e regolatorio	8
Domanda e offerta di gas in Italia	9
Infrastrutture del gas in Italia ed Europa	12
Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale	14
Obiettivi e perimetro del piano	18
Obiettivi del documento	19
Perimetro del piano	19
Coordinamento con soggetti terzi	19
Criteri di formazione del piano decennale	21
Processo di elaborazione del piano decennale	22
Struttura del documento	22
Quadro legislativo e regolatorio	24
Riferimenti legislativi e regolatori europei	25
Direttiva n. 2009/73/ce del parlamento europeo e del consiglio	25
Regolamento n. 715/2009 del parlamento europeo e del consiglio	26
Regolamento n. 994/2010 del parlamento europeo e del consiglio	26
Regolamento n. 347/2013 del parlamento europeo e del consiglio	26
Riferimenti legislativi italiani	27
Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93	27
Delibera 351/2010/R/GAS	27
Strategia energetica nazionale	28
Domanda e offerta di gas in Italia	29
Consumi primari energetici in Italia	30
Offerta di gas naturale	31
Domanda di gas naturale	33
Proiezioni di domanda e offerta di gas nel periodo 2016 - 2030	34
Capacità di trasporto nel periodo 2012 - 2015	39
Capacità di trasporto nel periodo 2016 - 2035	40
Copertura della domanda annuale	41
Infrastrutture del gas in Italia ed Europa	43
Rete di trasporto di Snam Rete Gas	44
La rete nazionale di gasdotti	45
La rete regionale di gasdotti	46
Gli impianti di compressione	47
Criticità e congestioni della rete	47
Produzione nazionale attuale e sviluppi attesi	48

Siti di stoccaggio esistenti e sviluppi attesi	49
Terminali di gnl esistenti e sviluppi attesi	50
Priorità europee in materia di infrastrutture energetiche	51
Progetti di interesse comune	53
Piano decennale ENTSOG	54
Piano strategico per gli investimenti in Europa	55

Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di Snam Rete Gas

Piano di sviluppo	57
Criteri di progettazione e tutela dell'ambiente	57
Progetti di potenziamento della rete nazionale	58
Supporto al mercato nord-ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri	60
Supporto da mercato nord-ovest	60
Supporto al mercato nord-ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri	61
Interconnessione con la Slovenia	62
Potenziamento per nuove importazioni da sud ("linea adriatica")	63
Potenziamenti importazioni da nord-est	65
Ulteriori potenziamenti a sud	66
Progetto Galsi	67
Altri progetti di rete nazionale	68
Altri progetti di interesse comune inerenti la rete nazionale	68
Progetti di potenziamento della rete regionale	68
Potenziamenti in Lombardia	69
Metanodotto Gavi - Pietralavezzara	70
Collegamento Pietravairano - Pignataro Maggiore	70
Metanizzazione della regione Calabria	71
Progetti di allacciamento	71
Analisi costi - benefici	72
Metodologia	72
Indicatori basati sulle capacità	73
Risultati indicatori basati sulla capacità	74
Indicatori economici	76
Costi e finanziamenti	82

Allegati

Allegato 1: previsione della domanda di gas	84
Allegato 2: modalità di determinazione della capacità di trasporto	85
Allegato 3: metodologia analisi costi/benefici	90
Allegato 4: schede progetto	93
Allegato 5: elenco progetti di sviluppo	94
Allegato 6: coordinamento interventi altri gestori	100
Allegato 7: risultati indicatori economici	102

Executive summary



CART

OBIETTIVI DEL DOCUMENTO

Il piano decennale di sviluppo della rete 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 2016 e l'anno 2025.

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 ENTSOG;
- 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, capogruppo di Snam Rete Gas.

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 i regolamenti (CE) n. 715/2009 e (CE) n. 994/2010.

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 ENTSOG e stabilisce che la stessa adotti ogni due anni un piano di sviluppo della rete decennale a livello europeo basato sui piani di sviluppo nazionali e sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee.

Con il regolamento (CE) n. 994/2010, inoltre, sono state adottate misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. In particolare, l'articolo 6 prevede che i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità

bidirezionale permanente su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra gli Stati membri non oltre il 3 dicembre 2013.

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 all'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico (AEEGSI) 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 Transitgas 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 consultazioni degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale.

Il piano di sviluppo 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 2015 (*) è stata pari a 67,4 miliardi di metri cubi, in crescita di circa 5,5 miliardi di metri cubi (8,9%) rispetto al 2014. L'incremento è concentrato sui settori residenziale e termoelettrico, che hanno registrato entrambi una variazione positiva dei consumi di gas di circa 3,0 miliardi di metri cubi.

La tabella sottostante riporta la segmentazione settoriale della domanda gas in Italia (i dati del 2013 e 2014 sono allineati all'ultima versione disponibile del Bilancio Energetico Nazionale pubblicato dal MiSE).

(*) 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.



TABELLA 1: DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2013	2014	2015	VAR. ASS 2015 VS 2014	VAR% 2015 VS 2014
RESIDENZIALE E TERZIARIO	31,09	25,66	28,61	2,95	11,5%
TERMOELETTRICO	20,60	17,89	20,89	3,01	16,8%
INDUSTRIA	14,81	14,50	14,01	-0,49	-3,4%
ALTRI SETTORI (*)	1,70	1,82	1,96	0,14	7,7%
CONSUMI E PERDITE	1,87	2,05	1,97	-0,08	-4,0%
TOTALE DOMANDA	70,07	61,91	67,44	5,53	8,9%

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

L'offerta di gas naturale in Italia nel 2015 è stata pari a 67,4 miliardi di metri cubi, in aumento di circa 5,5 miliardi di metri cubi (+8,9%) rispetto al 2014. Le importazioni di gas naturale nel 2015 sono state pari a 60,8 miliardi di metri cubi, rappresentando circa il 90% dell'offerta totale e con un incremento del fabbisogno da importazione rispetto all'anno precedente del 10% circa, pari in valore assoluto a 5,4 miliardi di metri cubi. L'incremento dell'import ha contribuito a compensare la riduzione della produzione nazionale che nel 2015 ha registrato un volume totale pari a 6,4 miliardi di metri cubi con decremento del 7%, circa 0,5 miliardi di metri cubi in valore assoluto.

TABELLA 2: OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2013	2014	2015	VAR. ASS 2015 VS 2014	VAR% 2015 VS 2014
IMPORTAZIONI	61,54	55,36	60,82	5,46	9,9%
PRODUZIONE NAZIONALE (*)	7,46	6,89	6,43	-0,48	-7,0%
SALDO NETTO PRELIEVI/IMMISSIONI STOCCAGGIO (**)	0,48	-0,86	-0,31	0,55	-64,1%
TOTALE DISPONIBILITA' DI GAS NATURALE	69,48	61,39	66,94	5,53	9,0%
ESPORTAZIONI (***)	-0,28	-0,28	-0,27	0,01	-3,8%
GAS IMMESSO SU RETE REGIONALE DI ALTRI OPERATORI	0,05	0,05	0,04	-0,01	-20,0%
ALTRI CONSUMI (****)	0,82	0,75	0,73	0,00	-0,1%
TOTALE OFFERTA ITALIA	70,07	61,91	67,44	5,53	8,9%

(*) 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

Si prevede una progressiva crescita della domanda gas in Italia per il decennio 2016 – 2025 pari a circa l'1,9% medio annuo, sia a fronte di una previsione di ripresa del quadro macroeconomico e di domanda elettrica, sia a fronte della possibilità di attivare forme ulteriori di sostegno alla domanda quali il biometano e il progressivo incremento dell'uso del gas naturale nei 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	2015	2019	2025	2030	VAR. % MEDIA ANNUA 2015-2019	VAR. % MEDIA ANNUA 2015-2025
RESIDENZIALE E TERZIARIO	28,6	29,1	26,5	24,4	0,4%	-0,8%
TERMOELETTRICO	20,9	25,9	33,0	36,5	5,5%	4,7%
INDUSTRIA	14,0	14,6	14,4	13,9	1,0%	0,2%
ALTRI SETTORI (*)	2,0	2,8	4,7	6,5	9,0%	9,1%
CONSUMI E PERDITE	2,0	2,3	2,7	2,8	4,0%	3,2%
TOTALE DOMANDA	67,4	74,6	81,2	84,1	2,6%	1,9%

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

Le importazioni di gas continueranno ad essere la fonte primaria di copertura della domanda e potranno incrementare in modo più significativo a fronte di un crescente ruolo di transito del sistema gas italiano, sostenuto 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	2015	2019	2025	2030	VAR. % MEDIA ANNUA 2015-2019	VAR. % MEDIA ANNUA 2015-2025
IMPORTAZIONI	60,8	65,7	74,6	75,7	1,9%	2,1%
PRODUZIONE NAZIONALE	6,4	10,0	11,7	13,5	11,7%	6,2%
ESPORTAZIONI	-0,3	-1,1	-5,1	-5,1	41,6%	34,0%
TOTALE OFFERTA*	67,0	74,6	81,2	84,1	2,7%	1,9%

(*) Non comprende la variazione delle scorte

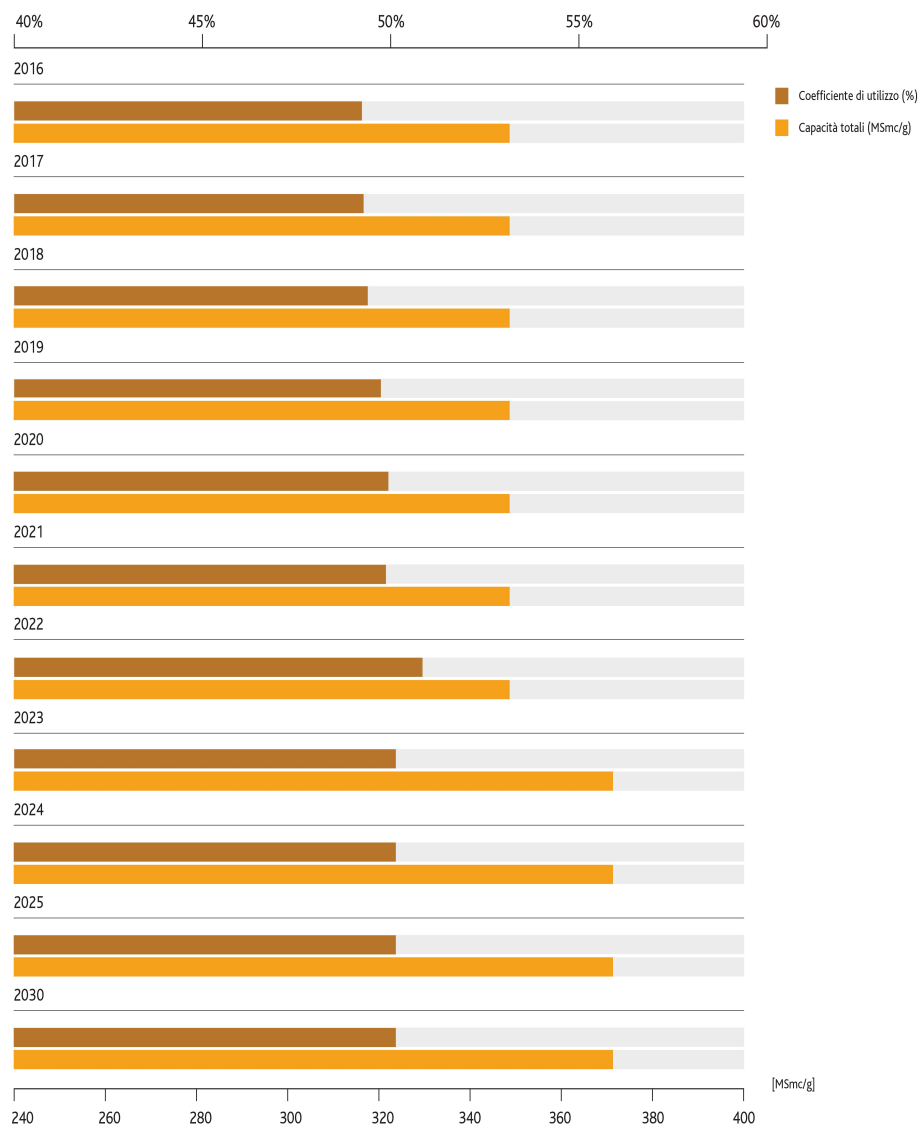
Lo sviluppo delle capacità di trasporto nel periodo decennale programmato da Snam Rete Gas consente la copertura della domanda di gas naturale in Italia e dell'esportazione prevista. In particolare si considera l'ipotesi che a partire dal 2019 inizi l'esportazione di gas dai punti di uscita verso nord con volumi crescenti in esportazione fino a circa 5 miliardi di metri cubi entro il 2022.

Il grafico sottostante offre una visione a tendere della capacità di trasporto e del coefficiente di utilizzo sul periodo 2016-2025, 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 2016 - 2030



INFRASTRUTTURE DEL GAS IN ITALIA ED EUROPA

Al 31 dicembre 2015 la rete nazionale di gasdotti di Snam Rete Gas si estende per 9.630 chilometri.

La rete di trasporto regionale si estende invece per 22.904 chilometri.

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

DATI IN CHILOMETRI	2013	2014	2015	VAR. ASS. 2015 VS 2014	VAR. % 2015 VS 2014
RETE NAZIONALE	9.475	9.559	9.630	71	0,7%
RETE REGIONALE	22.831	22.780	22.904	124	0,5%
TOTALE	32.306	32.339	32.534	195	0,6%

Fanno parte del sistema gas gli undici impianti di compressione con una potenza installata, al 31 dicembre 2015, di 877 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 20 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 nel 2015 è stato di oltre 16 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.

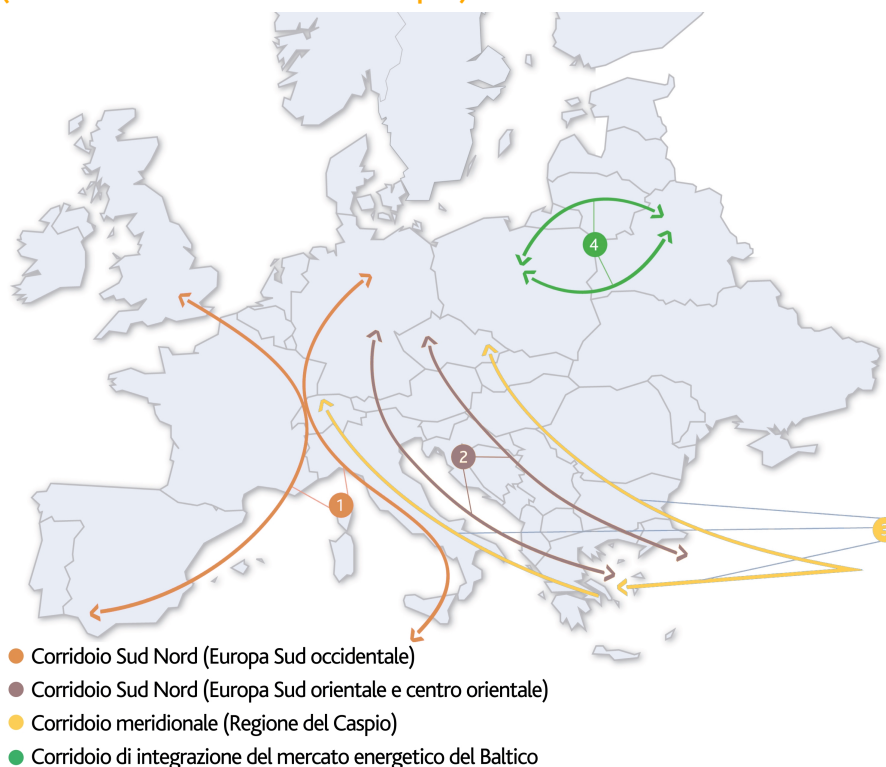
Il MiSE ha inoltre già autorizzato la costruzione di altri tre terminali di GNL, a Falconara Marittima (Api Nòva Energia, con una capacità di 4 miliardi di metri cubi), a Gioia Tauro (LNG MedGas Terminal, con una capacità di 12 miliardi di metri cubi/anno) ed a Porto Empedocle (Nuove Energie, con una 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 nuove 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 ("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 migliorato. Tali progetti hanno inoltre la possibilità di accedere a finanziamenti agevolati europei.

Tra i PIC che riguardano l'Italia si evidenziano il progetto di flussi bidirezionali transfrontalieri tra Italia e Svizzera, al punto di interconnessione di Passo Gries, e la Linea Adriatica. Tutti i PIC trovano una trattazione nel piano europeo di sviluppo della rete elaborato da ENTSOG, che costituisce un riferimento anche per il piano nazionale.

PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO DI 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 del "Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" e della nuova "Linea Adriatica". Il primo è

finalizzato principalmente alla flessibilità ed alla sicurezza di alimentazione del mercato nell'area Nord Occidentale del Paese ed alla creazione di capacità di esportazione presso i punti di interconnessione di Tarvisio e di Passo Gries; il secondo è funzionale a incrementare la capacità di importazione dal Sud Italia. In particolare, relativamente al primo progetto succitato, sono già state avviate le attività realizzative per il potenziamento del trasporto in Pianura Padana, al fine di rendere possibile la gestione dei flussi gas nella zona nord-occidentale del Paese in assenza di flussi in ingresso da Passo Gries e di rendere disponibile capacità di esportazione.

Il piano prevede anche progetti di potenziamento della rete di trasporto finalizzati a potenziare la rete sulle direttrici da Sud e da Nord – Est, che ad oggi sono in fase di studio.

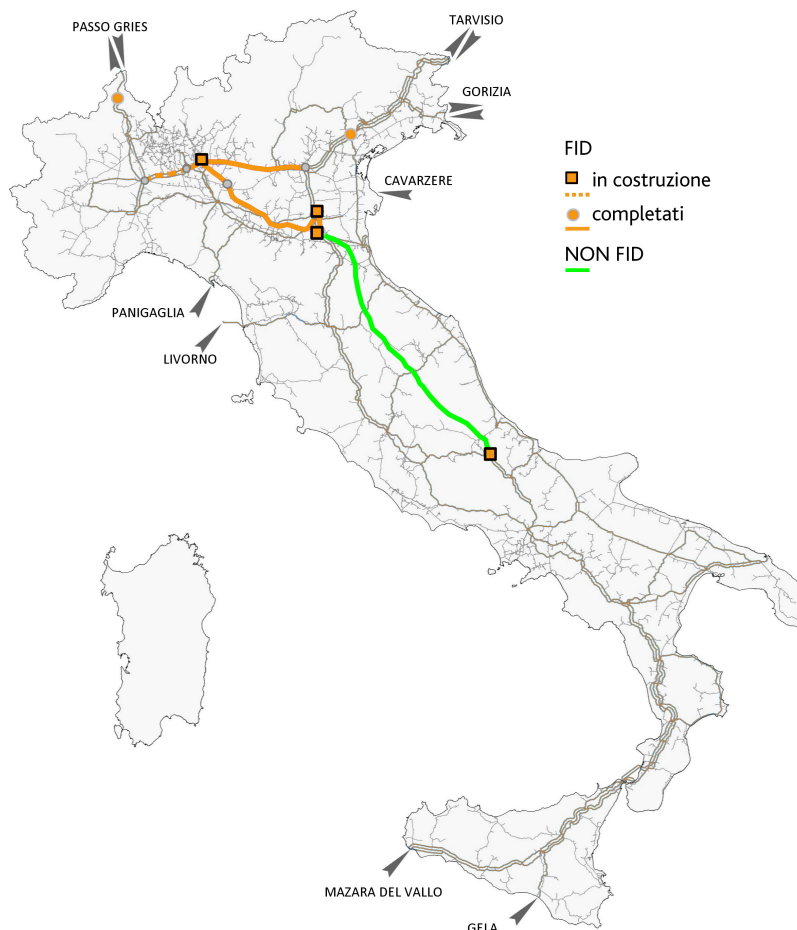
I progetti sono funzionali a possibili nuove fonti di approvvigionamento tramite metanodotti dall'estero e terminali di GNL. L'avvio delle fasi realizzative dei progetti di nuova capacità dei punti di entrata è comunque subordinato all'assunzione degli impegni contrattuali di utilizzo delle capacità 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.

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



FIGURA 3: PRINCIPALI PROGETTI SU RETE NAZIONALE



I 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, sono riportati i progetti del triennio 2016 – 2018 e quelli per cui l’entrata in esercizio è prevista negli anni successivi.

TABELLA 6: PROGETTI DI SVILUPPO DEL PERIODO 2016 - 2018

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DISPONIBILITÀ PREVISTA DELLA CAPACITÀ	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO
SUPPORTO AL MERCATO NORD-OVEST E FLUSSI BIDIREZIONALI TRANSFRONTALIERI	2018	SI

TABELLA 7: PROGETTI DI SVILUPPO DEL PERIODO 2019 - 2025

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DISPONIBILITÀ PREVISTA DELLA CAPACITÀ	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO
POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD ("LINEA ADRIATICA")	2023	NO
INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA	2023	NO
POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST	DA DEFINIRE	NO
ULTERIORI POTENZIAMENTI SUD	DA DEFINIRE	NO
PROGETTO GALSI	DA DEFINIRE	NO

I principali progetti di rete regionale previsti nel presente piano sono ubicati

nell'area della Liguria, della Lombardia, della Campania e della Calabria. In particolare in Calabria sono previsti numerosi progetti di estensione della rete nell'ambito del programma di metanizzazione della regione.

Il piano di sviluppo della rete è stato valutato sotto il profilo dell'analisi costi/benefici utilizzando alcuni indicatori compresi nella metodologia di analisi definita da ENTSOG. Sulla base dei risultati dell'analisi costi/benefici è possibile concludere che il sistema, nonostante un elevato grado di dipendenza dalle importazioni, presenta buoni margini di sicurezza, una buona diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento e buoni margini di flessibilità per gli utenti.

In generale, i progetti sulla rete di trasporto previsti nel piano assicurano un ulteriore miglioramento degli indicatori e quindi prefigurano un incremento 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 e con la delibera 351/2016/R/gas. 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 previsioni 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 decennale 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 2016 e l'anno 2025, 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 su reti di proprietà diversa e gli sviluppi in sede 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 annualmente aggiornato.

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.

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. Snam Rete Gas ha provveduto ad effettuare azioni di coordinamento con le imprese di trasporto di gas naturale mediante incontri dedicati allo scambio di informazioni sui progetti previsti nell'arco temporale del piano e/o lo scambio di documentazione relativa alle infrastrutture in progetto. Si è di conseguenza provveduto a verificare lo stato di avanzamento degli investimenti, gli eventuali interventi di adeguamento della rete necessari per permettere la realizzazione degli stessi e le eventuali sovrapposizioni fra gli interventi di operatori diversi. La delibera 351/2016 prevede inoltre che l'impresa maggiore di trasporto elenchi in uno specifico allegato al proprio schema di Piano, gli interventi contenuti negli schemi di Piano degli altri gestori del sistema di trasporto (oggetto di coordinamento) e indichi gli eventuali interventi di adeguamento necessari sulla propria rete ai fini della realizzazione dei progetti contenuti nei Piani degli altri gestori, nonché eventuali sovrapposizioni tra gli interventi dei diversi gestori del sistema di trasporto. Le informazioni sono riportate in allegato 6.

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 che si conclude con la fine di gennaio. 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 2015 sono 11 e sono riepilogate in Allegato 4.

CRITERI DI FORMAZIONE DEL PIANO DECENNALE

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 AEEGSI – Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico. 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. 994/2010 del Parlamento europeo e del Consiglio del 20 ottobre 2010 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 e per altri progetti di importazione via GNL, oltretutto lo sviluppo di capacità di controflusso. Il piano decennale di Snam Rete Gas è inoltre congruente con il piano di ENTSOG relativamente ai pertinenti 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). Ad esempio, il progetto di sviluppo di capacità bidirezionale è coerente con la previsione di sviluppo dell'offerta di gas dal Sud Europa (nello specifico dell'Italia attraverso nuove importazioni via metanodotto e nuovi terminali GNL) a compensazione della ridotta produzione domestica delle regioni Nord europee. 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, 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.

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.

PROCESSO DI ELABORAZIONE DEL PIANO DECENNALE

Snam Rete Gas, successivamente alla fase di coordinamento con i soggetti terzi e alla raccolta dati, elabora e trasmette all'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico 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'AEEGSI, ricevuto il piano, secondo quanto previsto dall'articolo 16 del D.Lgs 93 dell'11 giugo 2011 e dalla delibera 351/2016/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 (Allegato 5), l'elenco degli interventi degli altri gestori del sistema di trasporto emersi durante il coordinamento (Allegato 6) e i risultati degli indicatori economici dei progetti (Allegato 7).

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 (CE) n. 994/2010, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas;
- 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 scadenario 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 contempra 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 ENTSG).

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. La versione del TYNDP 2015-2024 è stata pubblicata sul sito internet di ENTSOG nel mese di marzo 2015.

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 N. 994/2010 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO

Il regolamento (CE) n. 994/2010 del Parlamento europeo e del Consiglio del 20 ottobre 2010 concerne misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. L'articolo 6, comma 1, prevede che non oltre il 3 dicembre 2014 gli 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 6, comma 5, prevede che i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità bidirezionale permanente su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra gli Stati membri non oltre il 3 dicembre 2013.

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 per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico (AEEGSI) e al MiSE il piano decennale di sviluppo della rete contenente gli interventi necessari per garantire l'adeguatezza 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 dettagliate le modalità di redazione dei "Piani decennali di sviluppo delle reti gas" degli operatori italiani e le modalità di svolgimento del processo di consultazione pubblica degli stessi.

STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

Il quadro dei riferimenti legislativi italiani è completato con le indicazioni della Strategia Energetica Nazionale. La SEN è stata approvata con decreto interministeriale dell'8 marzo 2013. Tra gli obiettivi della SEN è previsto il rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti, soprattutto nel settore del gas, e la riduzione della dipendenza dall'estero. A tal fine, il documento di strategia identifica misure specifiche per lo sviluppo di un mercato competitivo del gas e di un hub sud-europeo. Gli interventi previsti sono costituiti dalla realizzazione di infrastrutture strategiche, ed in particolare di nuova capacità di stoccaggio e di terminali di Gnl, e di altre infrastrutture di importazione. Per quanto riguarda i gasdotti, la SEN intende promuovere l'apertura del Corridoio Sud per l'importazione di gas dall'area del Caspio verso l'Italia, attraverso il progetto Trans Adriatic Pipeline (TAP). Inoltre, la SEN intende facilitare lo sviluppo di nuove rotte di importazione, con particolare attenzione alle possibili evoluzioni del progetto GALSI dall'Algeria e nuovi progetti di importazione del gas dal bacino del Mediterraneo. Per quanto riguarda la rigassificazione, la SEN prevede che sia necessario realizzare un terminale di rigassificazione di capacità pari a 8-16 miliardi di metri cubi/anno (8 miliardi di metri cubi/anno in presenza del TAP), in particolare per favorire l'accesso al mercato spot del GNL e ulteriormente aumentare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento italiane. La SEN prevede infine la promozione della disponibilità di capacità di controflusso (virtuale e fisica) verso i mercati del Nord e Centro Europa.

Domanda e offerta di gas in Italia



CONSUMI PRIMARI ENERGETICI IN ITALIA

La domanda di energia primaria nel 2014 è stata di 167 Mtep.

Il dato si inquadra in un percorso di riduzione dei consumi di energia primaria iniziato ormai da diversi anni e che nel periodo 2005 - 2014 ha visto una contrazione media annua del 1,9%. Il 2005 è infatti l'anno in cui il consumo di energia primaria ha raggiunto il massimo storico con 197,8 Mtep.

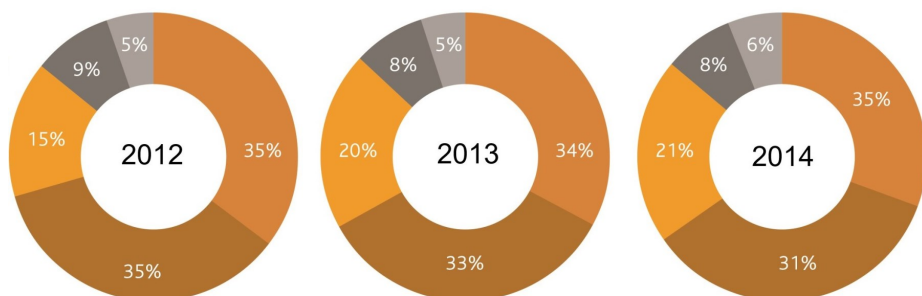
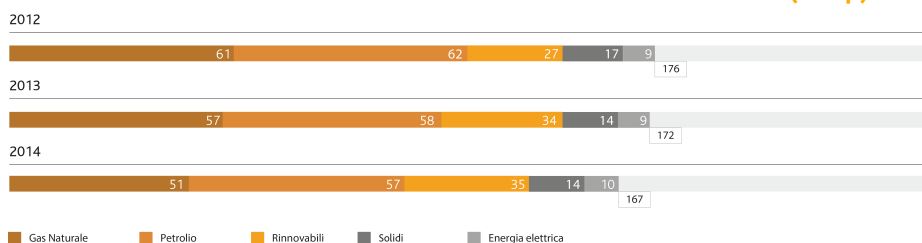
La profonda crisi economica innescatasi nel 2008 ha contribuito a contenere la domanda di energia primaria che, sul periodo 2008 - 2014, registra un tasso di decremento medio annuo del 2,3%. Nel triennio 2012 - 2014, il consumo di energia primaria in Italia si è ulteriormente contratto, per effetto combinato della crisi e dell'attuazione delle misure di incentivo al risparmio energetico previste dal Piano di Efficienza Nazionale. In tale triennio il consumo di energia primaria si è contratto del 3,0% medio annuo, passando da 176,3 Mtep nel 2012 a 167,0 Mtep nel 2014 (ultimo anno di cui sono disponibili i dati).

Nello stesso arco triennale le fonti rinnovabili (eolico e fotovoltaico) hanno ulteriormente aumentato il proprio peso sul mix energetico, anche in ragione delle politiche di sostegno adottate in particolare nel settore della generazione elettrica e sono cresciute ad un tasso medio annuo del 14,2%. Nel 2014 l'energia prodotta da fonti rinnovabili, escludendo il contributo idroelettrico, ha coperto circa il 21% della domanda di energia primaria in Italia.

La contrazione della domanda e la maggior disponibilità di energia da fonti rinnovabili, incluso l'incremento registrato nell'idroelettrico, hanno determinato nel triennio una riduzione del consumo energetico da fonti fossili, con una contrazione media annua del 6,9%. In particolare il consumo di gas naturale si è ridotto con un tasso medio annuo del 9,1%, passando da 61,4 Mtep del 2012 a circa 50,7 Mtep del 2014 (circa il 31% dei consumi di energia primaria). Tale riduzione è stata determinata principalmente dalla riduzione dei consumi di gas nel settore termoelettrico che, in uno scenario di domanda elettrica in riduzione, da un lato subisce la concorrenza della generazione a carbone grazie a prezzi del carbone competitivi e prezzi dell'EUA ai minimi storici, dall'altro ha risentito di una produzione eccezionalmente alta da idroelettrico degli anni 2013 e 2014.

I prodotti petroliferi hanno visto una contrazione di domanda da 62,2 Mtep del 2012 a 57,2 Mtep del 2014 (il 35% dei consumi di energia primaria) con una riduzione media annua del 4,1% mentre i combustibili solidi hanno registrato una riduzione del 6,1% passando da 16,7 Mtep del 2012 a 13,7 Mtep del 2014 (l'8% dei consumi di energia primaria). Stabile invece l'import di energia elettrica tra il 2012 ed il 2014, pari a 9,7 Mtep (il 6% dei consumi di energia primaria).

FIGURA 4: CONSUMI PRIMARI ENERGETICI IN ITALIA 2012 – 2014 (Mtep)



OFFERTA DI GAS NATURALE

L'offerta di gas naturale (*) in Italia nel 2015 è stata pari a 67,4 miliardi di metri cubi, in aumento di circa 5,5 miliardi di metri cubi (+8,9%) rispetto al 2014.

Le importazioni di gas naturale nel 2015 sono state pari a 60,8 miliardi di metri cubi, rappresentando circa il 90% dell'offerta totale, con un incremento del fabbisogno da importazione rispetto all'anno precedente del 10% circa, pari in valore assoluto a circa 5,5 miliardi di metri cubi. L'incremento dell'import ha contribuito a compensare la riduzione della disponibilità da produzione nazionale che nel 2015 ha registrato un volume totale pari a 6,4 miliardi di metri cubi con decremento del 7%, circa 0,5 miliardi di metri cubi in valore assoluto.

La sottostante tabella riporta, come indicazione del livello di utilizzo della rete, l'offerta di gas in Italia nel triennio 2013-2015.

(*) 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.



TABELLA 8: OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2013	2014	2015	VAR. ASS 2015 VS 2014	VAR% 2015 VS 2014
IMPORTAZIONI	61,54	55,36	60,82	5,46	9,9%
PRODUZIONE NAZIONALE(*)	7,46	6,89	6,43	-0,48	-7,0%
SALDO NETTO PRELIEVI/IMMISSIONI STOCCAGGIO (**)	0,48	-0,86	-0,31	0,55	-64,1%
TOTALE DISPONIBILITA' DI GAS NATURALE	69,48	61,39	66,94	5,53	9,0%
ESPORTAZIONI (***)	-0,28	-0,28	-0,27	0,01	-3,8%
GAS IMMESSO SU RETE REGIONALE DI ALTRI OPERATORI	0,05	0,05	0,04	-0,01	-20,0%
ALTRI CONSUMI (****)	0,82	0,75	0,73	-0,02	-3,1%
TOTALE OFFERTA ITALIA	70,07	61,91	67,44	5,50	8,9%

(*) 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

La tabella sottostante riporta l'evoluzione delle importazioni di gas naturale nel triennio 2013-2015 distinguendo tra importazioni via Pipeline e Importazioni di GNL.

TABELLA 9: IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE IN ITALIA

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2013	2014	2015	VAR. ASS 2015 VS 2014	VAR% 2015 VS 2014
IMPORTAZIONI VIA PIPELINE	55,93	50,87	54,93	4,06	8,0%
IMPORTAZIONI GNL	5,61	4,49	5,89	1,40	31,1%
TOTALE IMPORTAZIONI	61,54	55,36	60,82	5,46	9,9%

Si evidenzia nel 2015 il ritorno a valori di importazione analoghi a quelli del 2013, superando la situazione congiunturale del 2014 caratterizzata da un'anomala riduzione della domanda e del conseguente fabbisogno di import per una condizione climatica caratterizzata da precipitazioni abbondanti nell'anno, un'estate particolarmente fresca e piovosa e temperature decisamente superiori alla normale nel periodo invernale.

Nella tabella seguente si riporta il dettaglio delle importazioni per punto di ingresso. Anche il 2015, come già il 2014, risulta caratterizzato da un limitato utilizzo delle importazioni da sud. I livelli di importazione dai punti di ingresso di Mazara del Vallo e Gela mostrano rispetto al 2014 un incremento complessivo di circa 1,1 miliardi di metri cubi (+8%). L'incremento maggiore in termini assoluti si registra invece al punto di ingresso di Tarvisio che vede un incremento dei volumi in importazione di circa 3,8 miliardi di metri cubi (+14%). L'incremento dell'import da Est è in parte compensato da una riduzione delle importazioni dal Nord Europa attraverso Passo Gries dove si registra una riduzione di circa 0,8

miliardi di metri cubi (-7%). Nel corso del 2015 le dinamiche di prezzo sul mercato del petrolio, sceso nell'anno del 40%, hanno determinato una condizione di riallineamento dei prezzi del GNL tra i mercati asiatici ed europei, contribuendo alla ripresa delle importazioni di GNL in Europa, con un incremento per l'Italia del 24% circa. Le importazioni dal terminale di Cavarzere raggiungono i 5,8 miliardi di metri cubi con incremento del 30% circa rispetto al 2014, mentre rimangono trascurabili i contributi all'import dei terminali di Panigaglia e Livorno, utilizzati con funzione di peak-shaving invernale.

TABELLA 10: IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE PER PUNTO DI INGRESSO

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2013	2014	2015	VAR. ASS 2015 VS 2014	VAR% 2015 VS 2014
TARVISIO	30,26	26,15	29,92	3,77	14,4%
MAZARA DEL VALLO	12,46	6,78	7,24	0,47	6,9%
PASSO GRIES	7,49	11,43	10,63	-0,79	-7,0%
GELA	5,70	6,51	7,11	0,60	9,1%
GORIZIA	0,01		0,03	0,03	
CAVARZERE (GNL)	5,35	4,47	5,80	1,33	29,7%
PANIGAGLIA (GNL)	0,06	0,02	0,05	0,03	
LIVORNO (GNL)	0,21		0,04	0,04	
DISPONIBILITÀ INTERNA LORDA	61,54	55,36	60,82	5,46	9,9%

DOMANDA DI GAS NATURALE

La domanda di gas in Italia nel 2015 è stata pari a 67,4 miliardi di metri cubi, in crescita di circa 5,5 miliardi di metri cubi (8,9%) rispetto al 2014. L'incremento è concentrato nei settori residenziale e termoelettrico, che hanno registrato entrambi una variazione positiva dei consumi di gas di circa 3,0 miliardi di metri cubi. Come già brevemente accennato, alla base di tali incrementi vi è un ritorno nel 2015 ad una condizione climatica più vicina alla normale rispetto all'eccezionalità del 2014. In particolare nel 2015 l'andamento della temperatura media invernale, meno distante dalla normale climatica, ha influenzato la domanda di gas del settore civile, sostenendo i consumi di gas per riscaldamento. La domanda di gas per uso termoelettrico ha invece beneficiato, da un lato, di una estate caratterizzata da temperature elevate che hanno sostenuto la domanda elettrica per condizionamento, dall'altro di una ridotta piovosità che ha favorito il ritorno della produzione idroelettrica a livelli normali dopo l'eccezionalità del 2014.

A fronte degli incrementi sopra citati si registra invece una riduzione di circa 0,5 miliardi di metri cubi negli usi industriali del gas, legata alla riduzione di consumi in settori particolarmente energivori come la siderurgia, la chimica ed i settori connessi all'edilizia e materiali da costruzione.

La tabella sottostante riporta la segmentazione della domanda gas in Italia per usi finali (i dati del 2013 e 2014 sono allineati all'ultima versione disponibile del Bilancio Energetico Nazionale pubblicato dal MiSE).

TABELLA 11: DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA PER USI FINALI

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2013	2014	2015	VAR. ASS 2015 VS 2014	VAR% 2015 VS 2014
RESIDENZIALE E TERZIARIO	31,09	25,66	28,61	2,95	11,5%
TERMOELETTRICO	20,60	17,89	20,89	3,02	16,8%
INDUSTRIA	14,81	14,50	14,01	-0,49	-3,4%
ALTRI SETTORI (*)	1,70	1,82	1,96	0,14	7,7%
CONSUMI E PERDITE	1,87	2,05	1,97	-0,08	-4,0%
TOTALE DOMANDA	70,07	61,91	67,44	5,53	8,9%

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

A fronte dell'andamento decrescente registrato per la domanda annua sul triennio, la domanda di punta giornaliera 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) 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 2016-2030

Gli scenari previsionali di domanda e offerta gas sono sviluppati, per il piano decennale di sviluppo da Snam Rete Gas tenendo conto degli scenari sviluppati a livello 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. Di seguito vengono indicati i criteri alla base degli scenari utilizzati.

L'evoluzione della domanda di gas in Italia nel prossimo decennio sarà influenzata dalle scelte di politica energetica ed ambientale che saranno adottate per il raggiungimento degli obiettivi di contenimento delle emissioni, penetrazione delle rinnovabili e risparmio energetico previsti al 2020 ed al 2030. In particolare il nuovo "2030 Climate&Energy Framework" definisce a livello comunitario per il 2030 gli obiettivi vincolanti di riduzione delle emissioni (-40%) e penetrazione delle rinnovabili (+27%), oltre all'obiettivo di risparmio energetico (-27%).

I percorsi per il raggiungimento di tali obiettivi possono essere differenti, e dipendono dalle tecnologie considerate nell'evoluzione dei consumi settoriali e dalle scelte di utilizzo di alcune fonti rinnovabili rispetto ad altre nel processo di decarbonizzazione dell'energia.

Snam ha elaborato uno scenario di evoluzione della domanda gas che raggiunge

gli obiettivi previsti dal "2030 Climate&Energy Framework" privilegiando una strategia di decarbonizzazione che ottimizzi le risorse e infrastrutture esistenti e il ruolo del gas nella generazione elettrica, attraverso lo sviluppo del biometano, fonte rinnovabile programmabile che può essere vettoriata attraverso la rete di trasporto gas alle centrali termoelettriche a ciclo combinato. L'utilizzo del biometano nella generazione termoelettrica a ciclo combinato consente infatti che tale tecnologia, caratterizzata da elevato rendimento, abbia una parte attiva nella progressiva decarbonizzazione del mix di generazione elettrico contribuendo all'ottimizzazione dei costi che il sistema dovrà sostenere per accogliere ed integrare le fonti rinnovabili.

Lo scenario si fonda su una ripresa del quadro macroeconomico e della domanda elettrica già dal 2015, con una crescita attesa del PIL pari allo 0,9% sul decennio 2016-2025. In tale contesto, la domanda gas in Italia potrà crescere sul decennio 2016-2025 di circa l'1,9% medio annuo in uno scenario di evoluzione del mix energetico del paese coerente con gli obiettivi ambientali previsti. Nello scenario, oltre al contributo positivo alla domanda di gas derivante dallo sviluppo del biometano, si considera il progressivo incremento dell'uso del gas (compressato e liquefatto) nei trasporti, favorito dall'inasprimento, dal 2020, dei limiti emissivi per i motori. In particolare, per il biometano, si può prevedere un contributo alla domanda di gas naturale fino a circa 5,8 miliardi di metri cubi al 2025, con una crescita significativa a partire dagli ultimi anni del decennio corrente. 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. Il biometano è una fonte rinnovabile caratterizzata da una maggiore programmabilità rispetto a fotovoltaico ed eolico e che può contribuire ad un utilizzo più efficiente dell'infrastruttura gas e del parco di generazione elettrico a ciclo combinato con risparmio di costo sul sistema della trasmissione elettrica.

La crescita della domanda di gas è trainata principalmente dai consumi del settore termoelettrico legati alla ripresa economica che, seppur modesta, sostiene la domanda elettrica, che si prevede aumenti mediamente di circa lo 0,7% all'anno.

In tale contesto, i consumi di gas nel settore della produzione di energia elettrica possono crescere in media annua del 4,7%, in particolare laddove si sviluppi il contributo del biometano di cui sopra.

Lo sviluppo della filiera del biometano consente infatti di:

- aumentare i consumi di gas delle centrali elettriche di circa il 50% nel periodo, limitando la crescita delle loro emissioni climalteranti al 15% (*) contribuendo in tal modo ad una generazione elettrica efficiente industrialmente ed ambientalmente sostenibile;
- aumentare i volumi trasportati fino a 5,8 miliardi di metri cubi aggiuntivi al 2025, incrementando il ruolo dell'infrastruttura gas come "partner" dello sviluppo delle rinnovabili.

(*) L'intensità carbonica del gas utilizzato nella produzione elettrica diminuisce del 21%, passando da 1,95 kgCO₂/mc nel 2014 a 1,55 kgCO₂/mc nel 2025.

Per il settore dei trasporti ci si attende una considerevole crescita del CNG per l'autotrazione privata (circa 1,2 miliardi di metri cubi rispetto al 2015), favorito da vincoli emissivi più stringenti dal 2020 per i motori e uno sviluppo del GNL come combustibile per il trasporto pesante su gomma e nel trasporto marittimo, secondo gli indirizzi previsti dalla direttiva 2014/94/EU "Deployment Alternative Fuel Infrastructure" oltre che per il soddisfacimento di domanda industriale non connessa alla rete di trasporto del gas (complessivamente per circa 1,0 miliardi di metri cubi al 2025).

Anche negli usi del gas per autotrazione, in particolare nel CNG, ci si attende una quota di consumo di biometano fino a 0,9 miliardi di metri cubi al 2025, che contribuisce a soddisfare gli obblighi europei di consumo di biocarburanti sostenibili nel settore dei trasporti.

Nell'arco temporale considerato, ci si attende invece nel settore residenziale e terziario una riduzione prospettica dei consumi dello 0,8% 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.

Il settore industriale, è invece previsto rimanere stabile intorno ai valori attuali con una leggera ripresa dei consumi (0,2%). La dinamica di consumi sul decennio vede una fase di ripresa dei consumi nei primi anni per il consolidamento della ripresa economica, e quindi, nella seconda parte del decennio, una riduzione legata a recupero di efficienza che supera la dinamica di crescita connessa con la crescita economica.

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

TABELLA 12A : PROIEZIONE DOMANDA DI GAS NATURALE E BIOMETANO IN ITALIA

High case Scenario

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2015	2019	2025	2030	VAR.% MEDIA ANNUA 2015-2019	VAR.% MEDIA ANNUA 2015-2025
RESIDENZIALE E TERZIARIO	28,6	29,1	26,5	24,4	0,4%	-0,8%
TERMOELETTRICO	20,9	25,9	33,0	36,5	5,5%	4,7%
INDUSTRIA	14,0	14,6	14,4	13,9	1,0%	0,2%
ALTRI SETTORI (*)	2,0	2,8	4,7	6,5	9,0%	9,1%
CONSUMI E PERDITE	2,0	2,3	2,7	2,8	4,0%	3,2%
TOTALE DOMANDA	67,4	74,6	81,2	84,1	2,6%	1,9%

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

Qualora non si verificassero le condizioni sopraesposte per lo sviluppo del biometano (Low Case Scenario), come fonte rinnovabile programmabile nella generazione elettrica, il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni e di penetrazione delle rinnovabili sarebbe affidato soprattutto alla crescita di fotovoltaico ed eolico per la generazione elettrica con un prevedibile rilevante incremento dei costi di trasmissione e gestione della flessibilità sul sistema anche a seguito del necessario mantenimento per back-up di centrali a ciclo combinato.

In questo caso la crescita della domanda di gas in Italia sarebbe più contenuta e pari sul decennio allo 0,8% medio annuo, raggiungendo al 2025 i 73,2 miliardi di metri cubi. Il contributo del biometano sarebbe limitato ad una produzione non superiore a 1,7 miliardi di metri cubi di cui 0,9 miliardi come biocarburante nei trasporti. Nel settore termoelettrico la domanda complessiva di gas e biometano vedrebbe una crescita del 2% nel decennio, raggiungendo al 2025 i 25,5 miliardi di metri cubi. La tabella sottostante riporta il dettaglio dei consumi annuali attesi per segmento di mercato in questo secondo caso di maggior sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili.

TABELLA 12B : PROIEZIONE DOMANDA DI GAS NATURALE E BIOMETANO IN ITALIA

Low case Scenario

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2015	2019	2025	2030	VAR.% MEDIA ANNUA 2015-2019	VAR.% MEDIA ANNUA 2015- 2025
RESIDENZIALE E TERZIARIO	28,6	29,1	26,5	24,4	0,4%	-0,8%
TERMOELETTRICO	20,9	23,3	25,4	26,1	2,8%	2,0%
INDUSTRIA	14,0	14,6	14,4	13,9	1,0%	0,2%
ALTRI SETTORI (*)	2,0	2,8	4,6	6,5	9,0%	9,0%
CONSUMI E PERDITE	2,0	2,3	2,4	2,4	2,8%	2,0%
TOTALE DOMANDA	67,4	72,0	73,2	73,3	1,6%	0,8%

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

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, nello scenario "low", è necessario considerare il ruolo di back-up della generazione termoelettrica a gas in relazione allo sviluppo della generazione elettrica da fonti rinnovabili.

Nella tabella seguente viene riportato il dettaglio della domanda massima giornaliera registrata e del massimo prelievo storico termoelettrico (registrato il 19-07-2007).

TABELLA 13: VALORI GIORNALIERI MASSIMI DI PRELIEVO GIORNALIERO DA RETE NAZIONALE

MILIONI DI SMC /GIORNO @ 10,6 KWH/SMC	6-02-2012	MAX ASSOLUTO TERMOELETRICO
RETI DI DISTRIBUZIONE	302,88	
INDUSTRIALE	46,43	
TERMOELETRICO	110,31	127,60
ALTRO (*)	12,52	
TOTALE	472,14	

(*) include riconsegnato ad altre reti di trasporto ed esportazioni.

Le importazioni di gas continueranno ad essere la fonte primaria di copertura della domanda e potranno incrementare in modo più significativo a fronte di un crescente ruolo di transito del sistema gas italiano, incentivato dai progetti di sviluppo delle infrastrutture di importazione e di esportazione sulla rete.

Si stima quindi un incremento delle importazioni di gas per la copertura del solo fabbisogno domestico di circa 9 miliardi di metri cubi sul decennio, con un contributo addizionale di circa 5 miliardi dopo il 2020 (incrementabile fino a circa 8 miliardi) per l'esportazione verso nord (possibile sia a Passo Gries sia a Tarvisio).

Il previsto aumento della produzione nazionale di gas è dovuto alla crescita del biometano, il cui contributo, come già riportato, si stima possa essere pari a 5,8 miliardi di metri cubi nel 2025.

L'offerta di gas dai campi "convenzionali" di produzione nazionale, vede infatti diminuire il proprio contributo sull'intero decennio (circa -1,0% medio annuo sul periodo 2015 – 2025).

TABELLA 14A: PROIEZIONE OFFERTA DI GAS NATURALE E BIOMETANO IN ITALIA

High case Scenario

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2015	2019	2025	2030	VAR. % MEDIA ANNUA 2015-2019	VAR. % MEDIA ANNUA 2015-2025
IMPORTAZIONI	60,8	65,7	74,6	75,7	1,9%	2,1%
PRODUZIONE NAZIONALE	6,4	10,0	11,7	13,5	11,7%	6,2%
ESPORTAZIONI	-0,3	-1,1	-5,1	-5,1	41,6%	34,0%
TOTALE OFFERTA*	67,0	74,6	81,2	84,1	2,7%	1,9%

(*) Non comprende la variazione delle scorte

TABELLA 14B: PROIEZIONE OFFERTA DI GAS NATURALE E BIOMETANO IN ITALIA

Low case Scenario

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2015	2019	2025	2030	VAR. % MEDIA ANNUA 2015-2019	VAR. % MEDIA ANNUA 2015-2025
IMPORTAZIONI	60,8	64,2	73,7	74,7	1,4%	1,9%
PRODUZIONE NAZIONALE	6,4	8,8	7,6	6,7	8,1%	1,7%
ESPORTAZIONI	-0,3	-1,1	-8,1	-8,1	41,6%	40,3%
TOTALE OFFERTA*	67,0	71,9	73,2	73,3	1,8%	0,9%

(*) Non comprende la variazione delle scorte

CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL PERIODO 2012-2015

La capacità di trasporto continua ed interrompibile ad inizio anno termico 2015 – 2016, relativa ai punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, è pari a 380,6 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 6,7 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 31 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 15: CAPACITA' DI IMPORTAZIONE 2012 - 2015

MILIONI DI SMC/GIORNO	ANNO TERMICO 2012-2013 CAPACITÀ DI TRASPORTO			ANNO TERMICO 2013-2014 CAPACITÀ DI TRASPORTO			ANNO TERMICO 2014-2015 CAPACITÀ DI TRASPORTO			ANNO TERMICO 2015-2016 CAPACITÀ DI TRASPORTO		
	CONTINUA	INTERROMPIBILE	TOTALE	CONTINUA	INTERROMPIBILE	TOTALE	CONTINUA	INTERROMPIBILE	TOTALE	CONTINUA	INTERROMPIBILE	TOTALE
MAZARA DEL VALLO	99,0	6,0	105,0	99,0	6,2	105,2	96,6	8,6	105,2	89,2	9,3	98,5
GELA	31,6	6,0	37,6	31,6	6,2	37,8	29,2	8,6	37,8	28,5	9,3	37,8
CAPACITÀ CONCORRENTE (*)										6,7		6,7
TOTALE SUD	130,6	12,0	142,6	130,6	12,4	143,0	125,8	17,2	143,0	124,4	18,6	143,0
PANIGAGLIA (GNL)	13,0		13,0	13,0		13,0	13,0		13,0	13,0		13,0
CAVARZERE (GNL)	26,4		26,4	26,4		26,4	26,4		26,4	26,4		26,4
LIVORNO (GNL)			15,0			15,0	15,0		15,0	15,0		15,0
TOTALE CENTRO	39,4	0,0	39,4	54,4	0,0	54,4	54,4	0,0	54,4	54,4	0,0	54,4
PASSO GRIES	59,0	5,4	64,4	59,0	5,4	64,4	59,0	5,4	64,4	59,0	5,4	64,4
TARVISIO	107,0	9,8	116,8	107,0	8,5	115,5	107,0	7,5	114,5	107,0	7,0	114,0
GORIZIA	2,0	2,8	4,8	2,0	2,8	4,8	2,0	2,8	4,8	2,0	2,8	4,8
TOTALE NORD	168,0	18,0	186,0	168,0	16,7	184,7	168,0	15,7	183,7	168,0	15,2	183,2
CAPACITA' TOTALE	338,0	30,0	368,0	353,0	29,1	382,1	348,2	32,9	381,1	346,8	33,8	380,6

(*) Per l'anno termico 2015/2016 è offerta una capacità concorrente sui punti di entrata di Mazara del Vallo e Gela 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.

CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL PERIODO 2016-2035

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. Il piano contiene inoltre le capacità di trasporto dei punti di uscita interconnessi con l'estero, pari a 24 milioni di metri cubi/giorno fino all'anno 2017 e in crescita fino a raggiungere i 46,3 milioni di metri cubi/giorno al 2023. In particolare per il punto di uscita di Passo Gries sono in corso 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: CAPACITA' CONTINUA DI IMPORTAZIONE 2016 - 2035

MILIONI DI SMC/GIORNO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
PUNTI DI ENTRATA												
MAZARA DEL VALLO	84,2	79,3	79,3	79,3	71,6	71,6	71,6	79,2	79,2	79,2	79,2	79,2
GELA	23,2	18,0	18,0	18,0	11,0	11,0	11,0	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
CAPACITÀ CONCORRENTE MAZARA E GELA (*)	18,6	28,7	28,7	28,7				7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
1ª INIZIATIVA DA SUD					7,7	7,7	7,7	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
CAPACITÀ CONCORRENTE SUD (**)					35,7	35,7	35,7	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
TOTALE SUD	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
CENTRO												
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
TOTALE CENTRO	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4
NORD												
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	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0
GORIZIA	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
TOTALE NORD	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
CAPACITÀ TOTALE	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	372,4	372,4	372,4	372,4	372,4

(*) Capacità concorrente sui punti di entrata di Mazara del Vallo e Gela ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete

(**) 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

Il dettaglio della capacità di esportazione è il seguente.

TABELLA 17: CAPACITA' DI ESPORTAZIONE 2016 - 2035

MILIONI DI SMC/GIORNO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
PUNTI DI USCITA												
GORIZIA, BIZZARONE, SAN MARINO (CAPACITÀ CONTINUA)	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
PASSO GRIES (CAPACITÀ CONTINUA)	5,0	5,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
TARVISIO (CAPACITÀ INTERRUPIBILE)*	18,0	18,0										
CAPACITÀ CONCORRENTE (CAPACITÀ CONTINUA)**			18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
NUOVA INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA (CAPACITÀ CONTINUA)							0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

(*) Capacità di trasporto di tipo interrompibile subordinata alla presenza di un flusso fisico in ingresso o di un flusso fisico nullo nel punto di entrata di Passo Gries

(**) 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

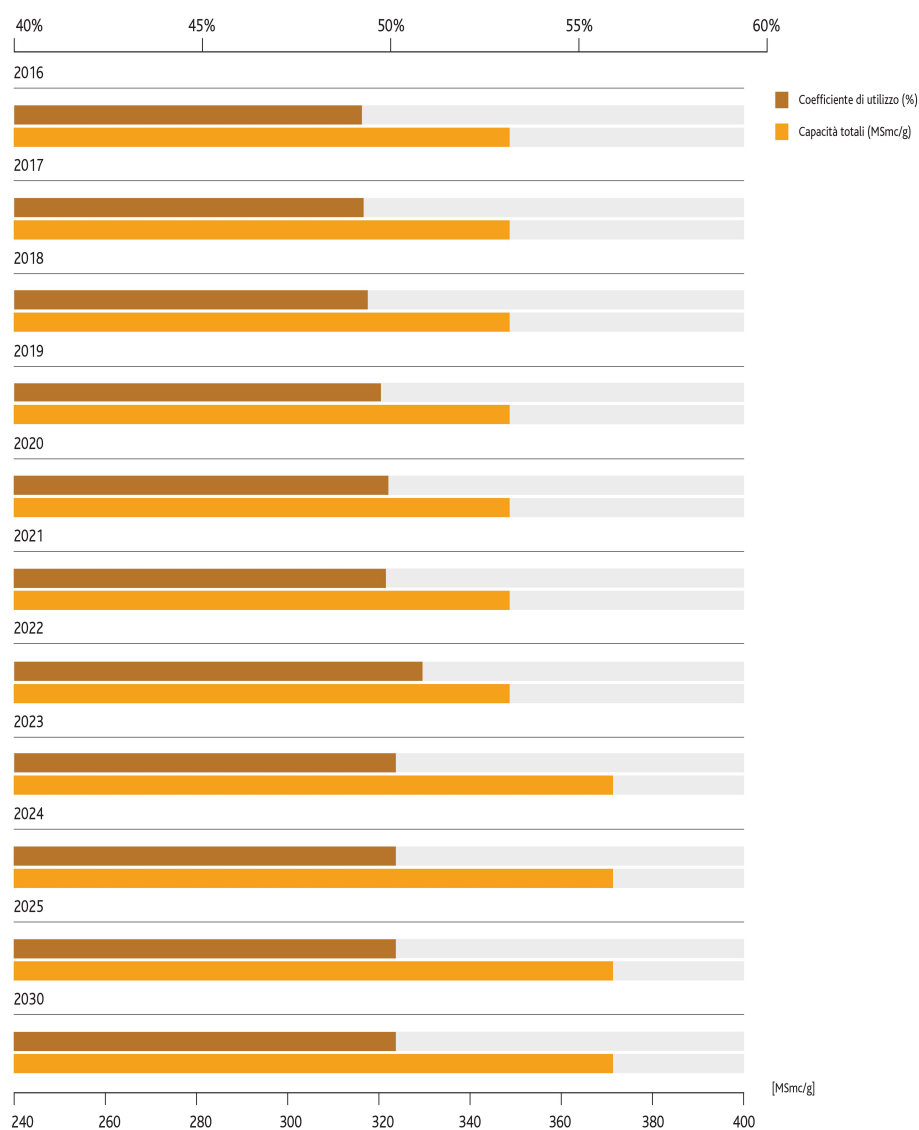
Lo sviluppo delle capacità di trasporto nel periodo decennale programmato da Snam Rete Gas consente la copertura della domanda di gas naturale in Italia e dell'esportazione prevista. In particolare si considera l'ipotesi che a partire dal 2019 inizi l'esportazione di gas dal punto di uscita di Passo Gries con volumi crescenti in esportazione fino a circa 5 miliardi di metri cubi entro il 2022 nello scenario high case.

Il grafico sottostante offre una visione a tendere della capacità di trasporto e del

coefficiente di utilizzo sul periodo 2016-2025 in particolare:

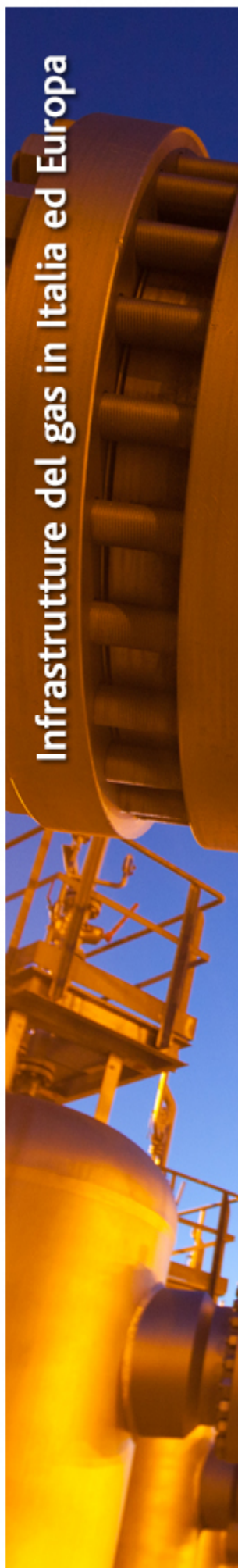
- la capacità totale rappresenta la capacità di trasporto continua dei punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, incluse le nuove capacità di trasporto;
- il coefficiente di utilizzo rappresenta il rapporto tra il fabbisogno da importazione (che include oltre ai fabbisogni destinati 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 oltre 32.500 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, 11 Impianti di compressione gas per complessivi 877 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 31 dicembre 2015 e per i due anni precedenti.

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

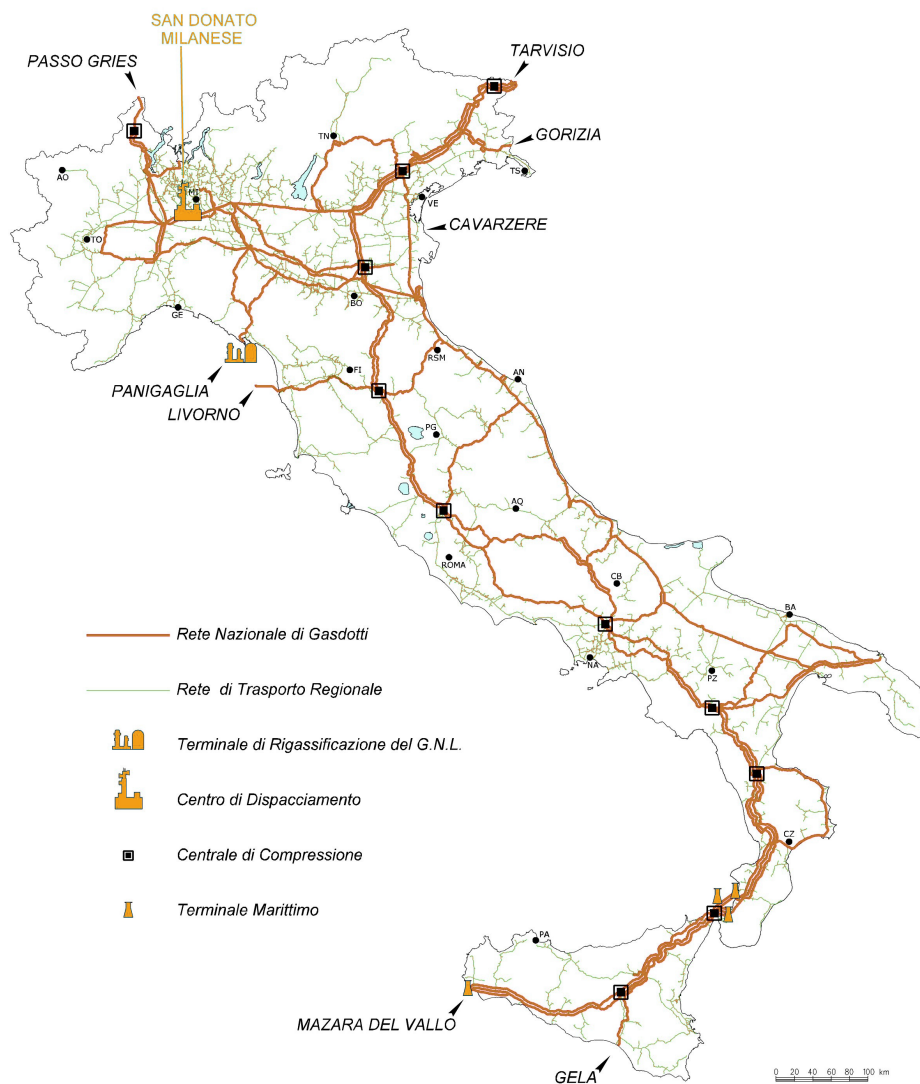
DATI IN CHILOMETRI	2013	2014	2015	VAR. ASS. 2015 VS 2014	VAR. % 2015 VS 2014
RETE NAZIONALE	9.475	9.559	9.630	71	0,7%
RETE REGIONALE	22.831	22.780	22.904	124	0,5%
	32.306	32.339	32.534	195	0,6%

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 2015, la realizzazione di varianti a infrastrutture esistenti e di nuovi gasdotti hanno incrementato l'estensione della rete nazionale di gasdotti di 71 chilometri al netto delle dismissioni effettuate. 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.

Le interconnessioni esercite da Snam Rete Gas all'interno della rete di trasporto in Italia sono assicurate da circa 20 punti di connessione e di smistamento (i cosiddetti "nodi") e da 569 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



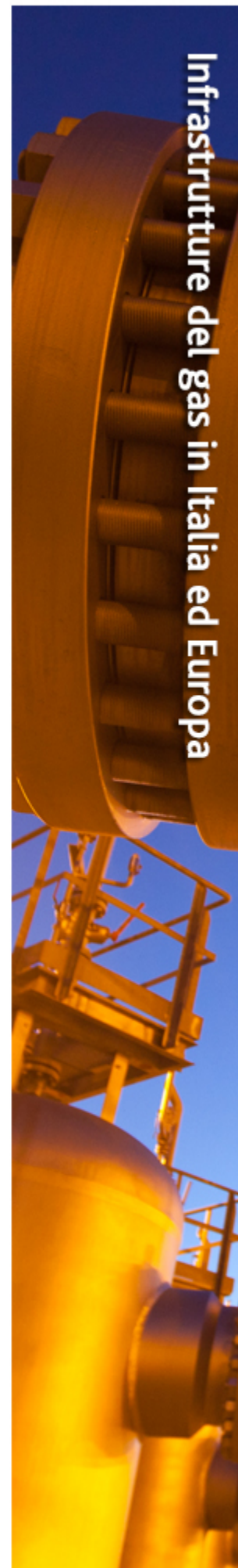
Le infrastrutture di trasporto sono completate da quattro terminali marittimi che connettono le condotte sottomarine a quelle di terra e che sono situati a Mazara del Vallo (Trapani), Messina, Favazzina (Reggio Calabria) e Palmi (Reggio Calabria).

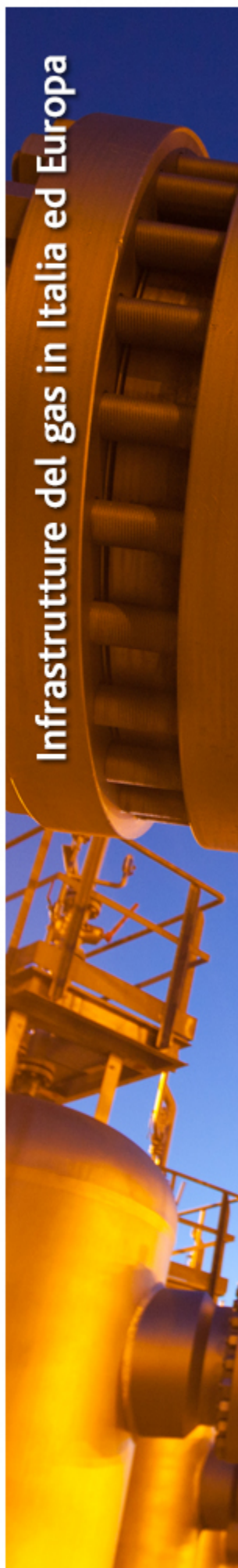
LA RETE NAZIONALE DI GASDOTTI

Al 31 dicembre 2015 la rete nazionale di Gasdotti di Snam Rete Gas si estende per 9.630 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 a 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 (Trapani) a Minerbio (Bologna), 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 (Caltanissetta), 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 (Udine) – Sergnano (Cremona): 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 (Cremona). È stato realizzato il potenziamento (170 chilometri) sul tratto da Zimella (Verona) a Cervignano (Lodi), mentre è in fase di realizzazione quello nel tratto da Cervignano a Mortara (56 chilometri). La nuova linea, del diametro di 1400 millimetri, sostituirà 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 (Verbania), punto di ingresso del gasdotto Transitgas e si estende fino al nodo di Mortara (Pavia) nella Pianura Padana.

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

- GNL Italia di Panigaglia (La Spezia): collegato alla rete nazionale nei pressi di Parma attraverso una condotta della lunghezza di 110 chilometri;
- Adriatic LNG di Porto Viro (Rovigo): collegato alla rete nazionale presso il nodo di Minerbio attraverso il gasdotto Cavarzere (Venezia) – 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 22.904 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.

GLI IMPIANTI DI COMPRESSIONE

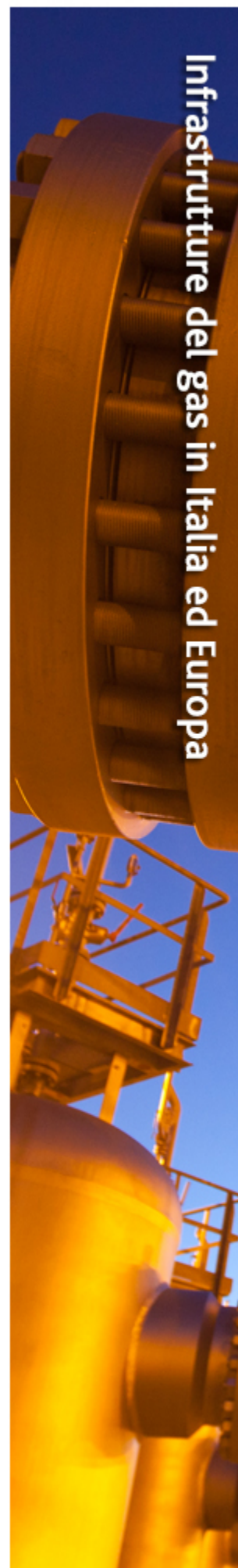
Snam Rete Gas utilizza undici impianti di compressione con lo scopo di aumentare la pressione del gas nelle condotte e riportarla al valore necessario per assicurarne il flusso. Gli impianti sono posizionati lungo la rete nazionale dei gasdotti e comprendono generalmente più unità di compressione costituite 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 31 dicembre 2015 la potenza installata è pari a 877 megawatt.

FIGURA 7: SNAM RETE GAS - IMPIANTI DI COMPRESSIONE

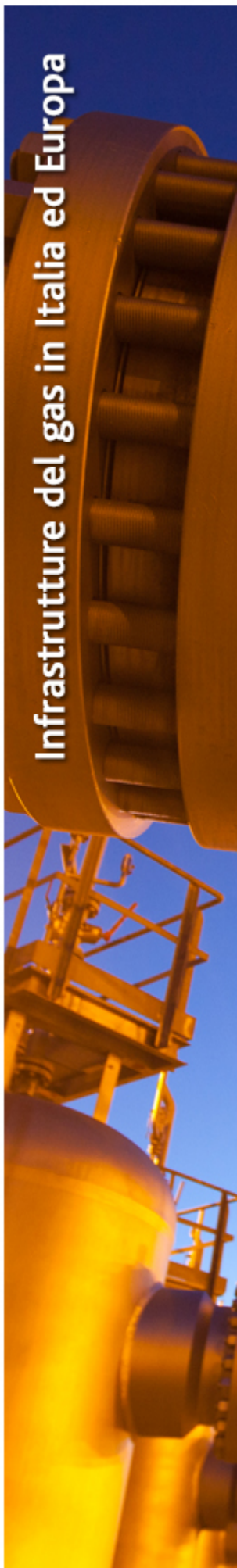


CRITICITÀ E CONGESTIONI DELLA RETE

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



Infrastrutture del gas in Italia ed Europa



Infrastrutture del gas in Italia ed Europa

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. Con le strutture disponibili ad oggi, in questa particolare condizione, potrebbe risultare critico garantire la copertura del mercato dell'Italia nord occidentale in un contesto climatico di inverno normale. Il progetto "Supporto al mercato nord – ovest e flussi bidirezionali trasfrontalieri" che verrà descritto all'interno del documento è stato studiato al fine di ridurre ed eliminare tale criticità.

Si sono inoltre prese in considerazione anche una serie di situazioni sulla rete regionale di trasporto per le quali risulta necessario:

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.

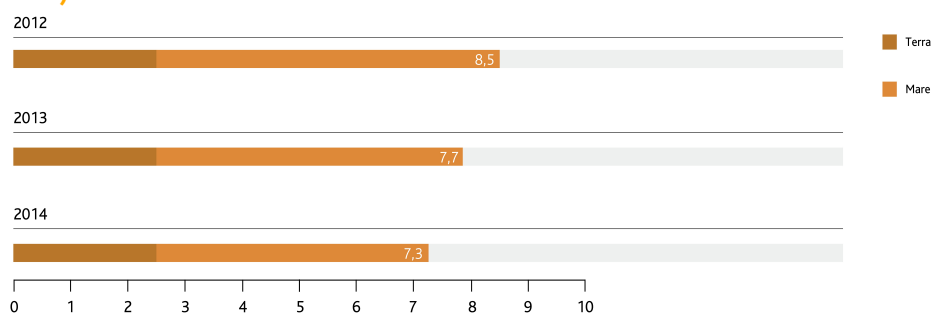
Gli interventi di potenziamento conseguenti sono localizzati e riguardano zone dalla limitata estensione geografica.

PRODUZIONE NAZIONALE ATTUALE E SVILUPPI ATTESI

Nell'anno 2014 si è registrata una produzione pari a 7,28 miliardi di Sm³, con un decremento del 6% rispetto alla produzione 2013 (7,71 miliardi di Sm³). Tale dato conferma l'andamento discendente verificatosi nel 2013. Il 77% 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 54 miliardi di metri cubi, il 55% delle quali è in giacimenti offshore.

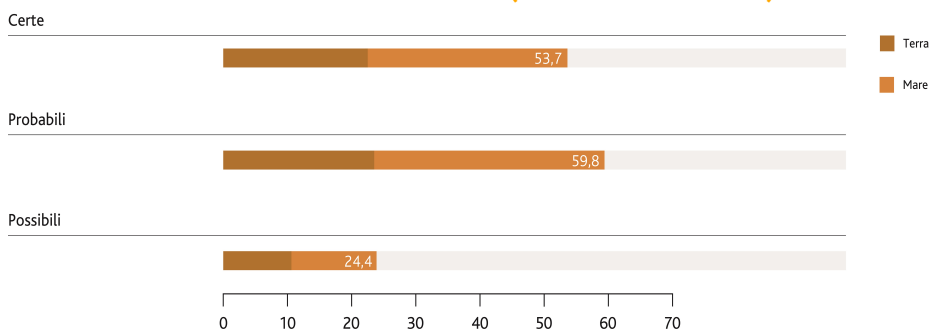
Le riserve probabili e possibili ammontano a circa 84 miliardi di metri cubi.

Sulla base delle sole riserve certe l'Italia si colloca al settimo posto in Europa per riserve di gas, evidenziando un potenziale importante ai fini dello sviluppo delle risorse interne anche ai fini dell'incremento della sicurezza degli approvvigionamenti.

Il dato sulle riserve al 31 dicembre 2014 rivela, rispetto al dato fissato al 31 dicembre 2013 e al netto della produzione ottenuta nell'anno 2014, una rivalutazione di circa il 9,8%, per la revisione al rialzo delle riserve probabili e possibili di circa 3,7 miliardi di metri cubi (+4,6%), a fronte di una riduzione delle riserve certe di circa 2,4 miliardi di metri cubi (-4,3%). Nel 2014, il numero di nuove perforazioni è diminuito, in linea con la tendenza dell'ultimo decennio, e si è assistito ad una progressiva riduzione dell'attività di ricerca di nuovi giacimenti. Tale trend mostra come l'attività degli operatori, al momento, sia quasi esclusivamente orientata all'ottimizzazione dello sviluppo dei giacimenti già noti, piuttosto che alla ricerca ed allo sviluppo di nuove risorse. Nessun ritrovamento di idrocarburi è stato infatti effettuato nell'anno 2014.

A fronte di tale situazione e della disponibilità di riserve, sono in corso valutazioni circa provvedimenti normativi che permettano una ripresa dell'attività estrattiva sul territorio nazionale.

FIGURA 9: RISERVE AL 31 DICEMBRE 2014 (miliardi di metri cubi)

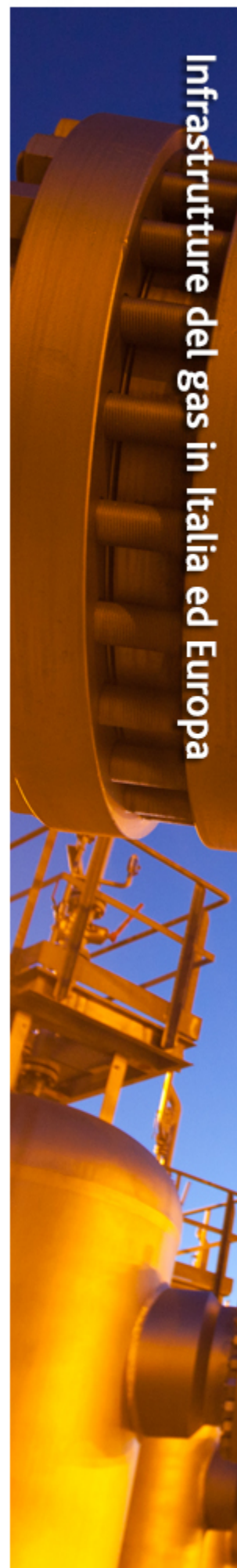


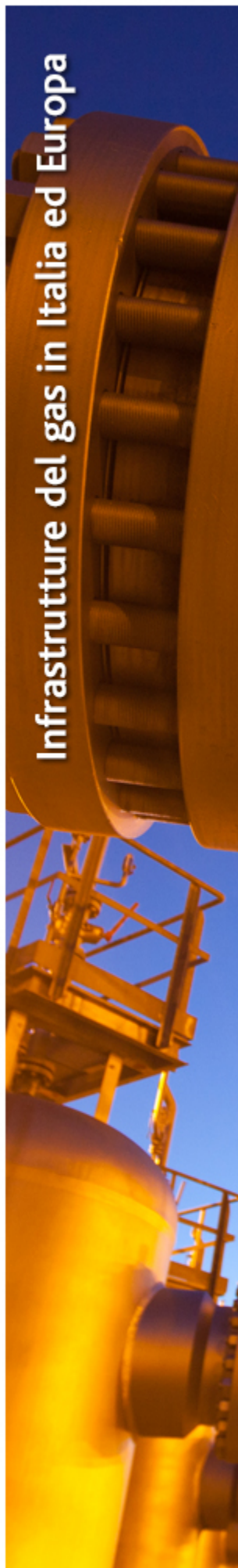
(Fonte: Direzione generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche)

SITI DI STOCCAGGIO ESISTENTI E SVILUPPI ATTESI

In Italia sono presenti dieci 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 nel 2015 è stato di oltre 16 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





marginale 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, Sabbioncello, Serignano e Settala.

Inoltre è prevista la messa in esercizio di nuovi siti in corso di realizzazione o autorizzazione:

- Bordolano in Lombardia sviluppato da Stogit (in esercizio da febbraio 2016);
- San Potito e Cotignola in Emilia Romagna, iniziativa di Edison Stoccaggio in fase di attivazione (collegamento con la rete nazionale già realizzato);
- Palazzo Moroni nelle Marche, iniziativa di Edison Stoccaggio;
- Corneigliano in Lombardia, iniziativa 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%) ed Edison (7,3%) che ne detiene anche i diritti di accesso per l'80% sulla base di un decreto di esenzione dall'accesso di terzi per una durata di 25 anni;
- 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.

All'interno della SEN, la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione rappresenta uno degli interventi fondamentali che, oltre a svolgere un ruolo chiave nella diversificazione delle fonti di approvvigionamento, può contribuire ad un mercato del gas più liquido e concorrenziale. 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).

Un altro progetto di nuovo terminale considerato nel Piano decennale di sviluppo 2015 - 2024 pubblicato da ENTSOE è quello di Zaule di Gas Natural con una capacità di 8 miliardi di metri cubi.

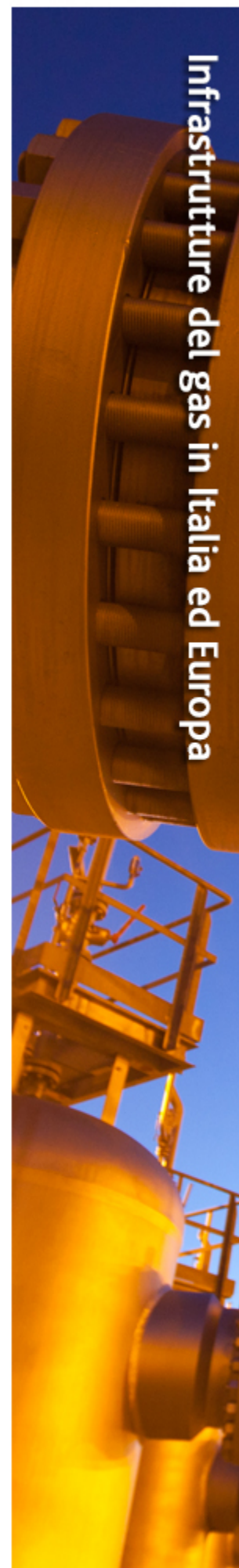
PRIORITÀ EUROPEE IN MATERIA DI INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

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.



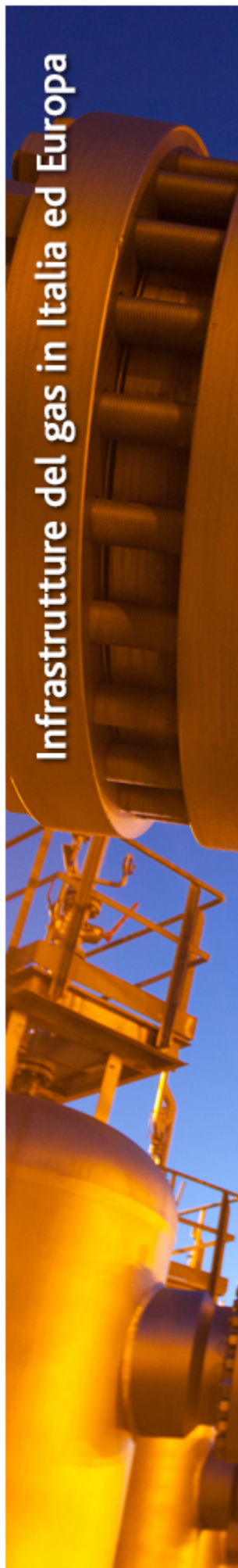
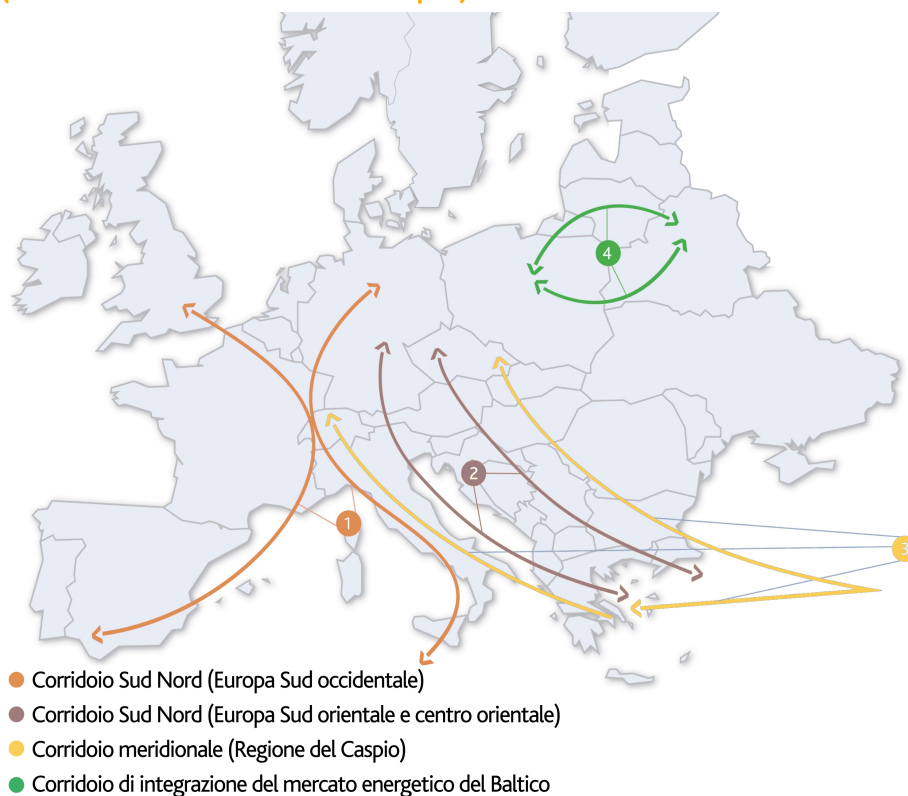


FIGURA 10: PRIORITÀ EUROPEE DI INFRASTRUTTURE DEL GAS NATURALE
 (Fonte: Snam su Commissione Europea)



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 dovrebbe assicurare una stretta cooperazione tra gli Stati membri, le autorità nazionali di regolamentazione, i promotori del progetto 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):

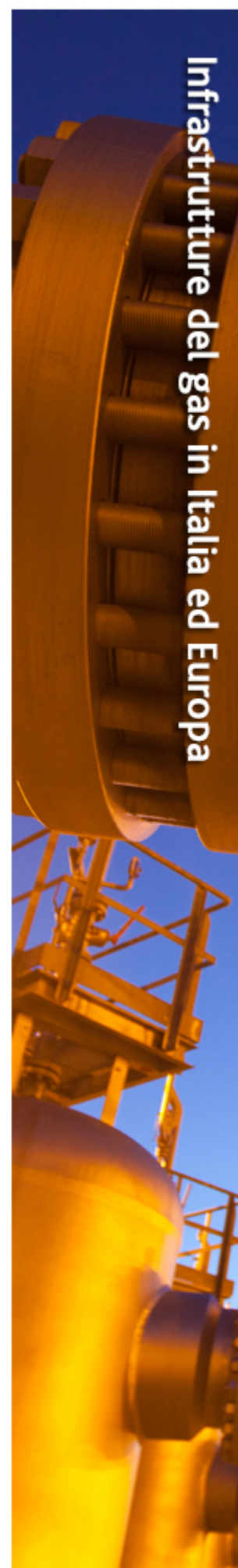
- Il progetto principale del corridoio Sud-Nord riguarda la realizzazione di un'interconnessione tra l'Italia e la Germania, attraverso la Svizzera. Tale progetto permetterà di collegare, sempre attraversando la Svizzera, anche la Francia e, tramite la Germania, di arrivare fino al punto di interconnessione di Eynatten in Belgio, a sua volta collegato direttamente all' Hub di Zeebrugge. Il progetto comprende la realizzazione di flussi fisici bidirezionali funzionali al miglioramento dell'interconnessione complessiva della rete europea del gas. Snam Rete Gas ha già avviato i progetti sul territorio nazionale che hanno reso disponibile una prima quota di capacità bidirezionale al punto di interconnessione con la Svizzera (Passo Gries) a partire dal 2015.
- Sempre nell'ambito del corridoio NSI West Gas, Snam Rete Gas è altresì pronta a avviare le attività necessarie per effettuare i potenziamenti della rete per accogliere la nuova capacità del GALSI (gasdotto tra Algeria e Italia via Sardegna), nel caso in cui tale infrastruttura venga realizzata.
- Nell'ambito del NSI East Gas e 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 Trans Adriatic 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. 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 CO₂. 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 18 novembre 2015 la Commissione Europea ha presentato un elenco di 195 PIC nei settori petrolio, gas ed elettricità, che rappresenta la seconda lista dopo quella adottata ad ottobre 2013. Dei PIC che coinvolgono l'Italia inclusi nella prima lista adottata dalla Commissione e confermati anche nella seconda, Snam Rete Gas ha proposto due progetti, il "Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" e il "Potenziamento per nuove importazioni da Sud", 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. Al momento dell'adozione del secondo elenco dei PIC la decisione finale d'investimento è stata presa solo per il metanodotto TAP.



Infrastrutture del gas in Italia ed Europa

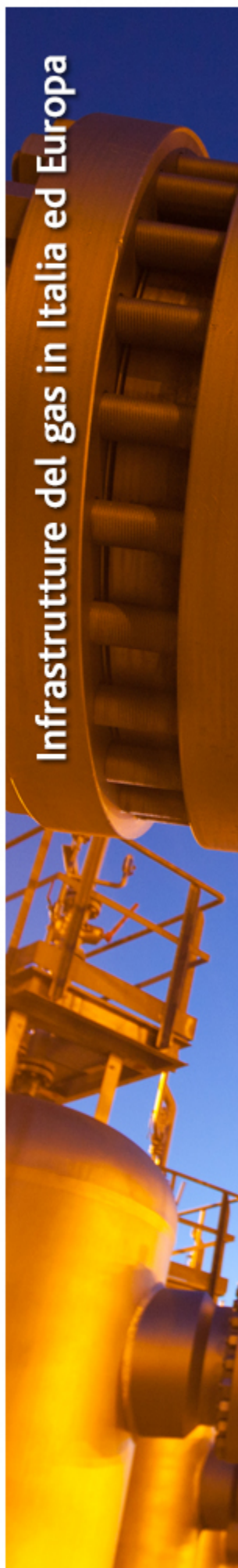


TABELLA 19: PROGETTI DI INTERESSE COMUNE RIGUARDANTI L'ITALIA
(fonte Commissione Europea)

PIC	CORRIDOIO	RIFERIMENTO PIC
COLLEGAMENTO DI MALTA ALLA RETE GAS EUROPEA (GASDOTTO TRA L'ITALIA (GELA) E/O UNITÀ GALLEGGIANTE DI STOCCAGGIO E RIGASSIFICAZIONE (FSRU))	NSI WEST GAS	5.19
GASDOTTO CHE COLLEGA ALGERIA E ITALIA (SARDEGNA) [ATTUALMENTE NOTO COME GASDOTTO GALSJ]	NSI WEST GAS	5.20
GASDOTTO CHE COLLEGA LA GRECIA ALL'ITALIA VIA ALBANIA E MAR ADRIATICO [ATTUALMENTE NOTO COME TRANS-ADRIATIC PIPELINE (TAP)]	SGC	7.1.3
GASDOTTO CHE COLLEGA LA GRECIA ALL'ITALIA [ATTUALMENTE NOTO COME "POSEIDON PIPELINE"]	SGC	7.1.4

PIANO DECENNALE ENTSOG

Il regolamento 2009/715/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 prevede che ENTSOG 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.

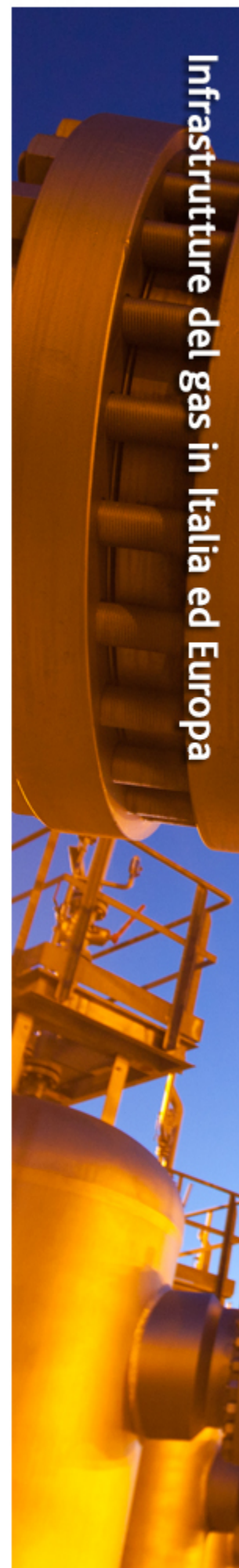
La pubblicazione del TYNDP da parte di ENTSOG è seguita da un processo di consultazione pubblica di tre mesi. Dopo la conclusione della consultazione, ENTSOG elabora i commenti e presenta formalmente il TYNDP all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), la quale è tenuta ad esprimere il proprio parere. Il processo per la predisposizione del TYNDP 2015, avviato a luglio 2014, si è concluso nel mese di marzo 2015 con la pubblicazione del documento per consultazione. Inoltre, a partire da questa edizione, il TYNDP include specifiche considerazioni relative agli impatti delle infrastrutture appartenenti alla prima 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 sviluppata da ENTSOG e approvata dalla Commissione ai sensi dell'articolo 11 del regolamento 347/2013. Tale analisi si basa sull'utilizzo del 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. I risultati della valutazione dei progetti effettuata 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 ENTSOG e di altre istituzioni riconosciute. Come ricordato in precedenza, il piano decennale di Snam Rete Gas risulta coerente con il piano di ENTSOG e ne considera i possibili sviluppi previsti in relazione alle interconnessioni con il sistema europeo.

PIANO STRATEGICO PER GLI INVESTIMENTI IN EUROPA

La Commissione europea, in stretta collaborazione con BEI (Banca europea per gli investimenti) ha avviato l'elaborazione del piano strategico per gli investimenti in Europa, iniziativa avente la finalità di rilanciare la crescita e stimolare la creazione di nuovi posti di lavoro attraendo nuovi investimenti. Tra i settori strategici identificati compare anche l'energia (oltre ai trasporti, alla banda larga, all'istruzione ed alla ricerca ed innovazione). Sono in corso le attività di raccolta dei progetti per i quali verrà avviato un processo di selezione. In tale ambito, Snam Rete Gas ha avanzato presso le autorità competenti istanza per l'inclusione di alcune iniziative progettuali quali il progetto Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri e il progetto Potenziamento per nuove importazioni da Sud.



Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto



PIANO DI SVILUPPO

Snam Rete Gas ha elaborato un piano di sviluppo della propria rete di trasporto che illustra le principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco temporale del piano e risponde all'evoluzione del mercato e che coglie 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 ENTSOG nel TYNDP *. I progetti più significativi del piano sono rappresentati dalla realizzazione del progetto "Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" e dalla realizzazione della nuova "Linea Adriatica". Il primo è finalizzato principalmente alla flessibilità ed alla sicurezza di alimentazione del mercato nell'area Nord Occidentale del Paese ed alla creazione di capacità di esportazione presso i punti di interconnessione di Passo Gries e di Tarvisio, il secondo è funzionale a nuove importazioni dal Sud Italia e recepisce il potenziamento della capacità di erogazione del campo di stoccaggio di Fiume Treste. Inoltre si evidenziano anche i principali sviluppi su rete regionale, tra cui quelli strumentali ai progetti di metanizzazione di alcune aree del Sud Italia. 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 nuovi punti di entrata del Sud Italia 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.

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.

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 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 piano sono previste opere di sviluppo della rete nazionale che comporteranno la realizzazione di oltre 730 km di nuove condotte e di circa 120 MW di nuove unità di compressione.

Nel prosieguo del documento sono descritte le finalità e le caratteristiche delle opere più significative. Alcune di esse appartengono a progetti la cui realizzazione fuoriesce dal periodo decennale, tuttavia le relative attività preliminari di ingegneria e acquisizione dei permessi ricadono all'interno del periodo di piano.

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 regolato 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, 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 evoluzione 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.

Un altro capitolo rilevante del piano di sviluppo di Snam Rete Gas è costituito dalla realizzazione della capacità bidirezionale verso la Svizzera, a Passo Gries,

per la quale sono già state avviate le attività realizzative del potenziamento del trasporto in Pianura Padana, funzionale allo sviluppo della capacità di esportazione. Si rammenta che già nel 2011 era invece stata potenziata la capacità di esportazione per il punto di interconnessione tra Italia e Austria, a Tarvisio.

FIGURA 11: PRINCIPALI PROGETTI DI SVILUPPO SU RETE NAZIONALE



TABELLA 20: PROGETTI DI SVILUPPO DEL PERIODO 2016 - 2018

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DISPONIBILITÀ PREVISTA DELLA CAPACITÀ	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO
SUPPORTO AL MERCATO NORD-OVEST E FLUSSI BIDIREZIONALI TRANSFRONTALIERI	2018	SI

TABELLA 21: PROGETTI DI SVILUPPO DEL PERIODO 2019 - 2025

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DISPONIBILITÀ PREVISTA DELLA CAPACITÀ	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO
POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD ("LINEA ADRIATICA")	2023	NO
INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA	2023	NO
POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST	DA DEFINIRE	NO
ULTERIORI POTENZIAMENTI SUD	DA DEFINIRE	NO
PROGETTO GALSI	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.

SUPPORTO AL MERCATO NORD-OVEST E FLUSSI BIDIREZIONALI TRANSFRONTALIERI

Nel corso del 2015 è stata finalizzata la prima fase del progetto dedicata principalmente alla flessibilità ed alla sicurezza di alimentazione del mercato nell'area Nord Occidentale del Paese, che ha consentito anche la creazione di una prima disponibilità di flussi fisici per l'esportazione a partire da ottobre 2015. Il completamento di tale fase, infatti, garantisce una esportazione pari a 5 MSm³/g a Passo Gries, e fino a 18 MSm³/g a Tarvisio.

Nella seconda fase, Snam Rete Gas prosegue ed integra le finalità dei potenziamenti realizzati nella prima e consente di creare le condizioni di un incremento delle capacità di esportazione dal 2018. La capacità nel punto di uscita di Passo Gries salirà fino a 40 MSm³/g, oppure fino a 22 MSm³/g con un contemporaneo flusso in uscita a Tarvisio fino a 18 MSm³/g. Snam Rete Gas ha programmato la realizzazione delle capacità di controflusso, oltre che per i mutati flussi fisici previsti per il mercato italiano ed europeo, anche con l'obiettivo di un maggiore grado di supporto all'Austria e alla Svizzera in caso di emergenza negli approvvigionamenti dei suddetti Paesi, nel contesto delle previsioni del regolamento europeo n. 994/2010 del Parlamento europeo e del Consiglio del 20 ottobre 2010, recepito a livello italiano dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93.

SUPPORTO AL MERCATO NORD-OVEST

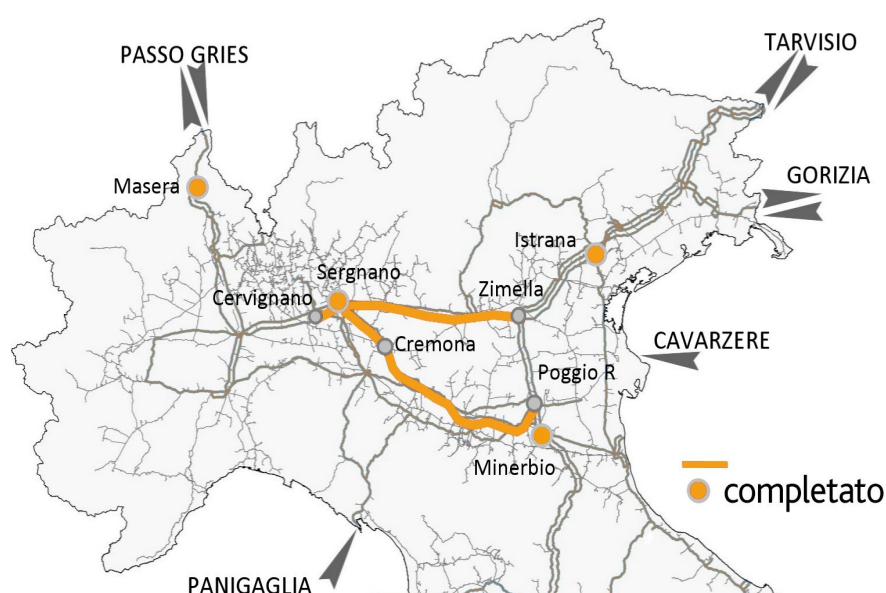
La prima fase, conclusa nel 2015, consiste nel potenziamento delle infrastrutture di trasporto della direttrice da Est a Ovest della Pianura Padana, mediante la realizzazione dei metanodotti Cremona – Sergnano (50 km – DN1200), Poggio Renatico – Cremona (149 km – DN1200), Zimella – Cervignano (172 km – DN1400) e di due nuovi nodi di smistamento a Sergnano e a Minerbio (opere già entrate in esercizio).

Sono compresi inoltre gli adeguamenti degli impianti di compressione di Istrana e di Masera e dell'impianto di misura di Masera, che consentono di gestire i flussi fisici in uscita a Passo Gries e Tarvisio.

Il metanodotto Cremona – Sergnano e l'adeguamento dell'impianto di compressione di Istrana sono operativi da fine 2011.

L'opera di inversione del flusso presso l'impianto di compressione di Masera e l'adeguamento dell'impianto di misura, sempre a Masera, sono entrati in esercizio nel luglio 2013, il gasdotto Poggio Renatico – Cremona è entrato in esercizio nell'ottobre 2013, il metanodotto Zimella-Cervignano è in esercizio da luglio 2015. La realizzazione delle nuove condotte permette inoltre la sostituzione delle linee esistenti: Minerbio – Cremona, Cremona – Sergnano, Zimella – Sergnano e Sergnano – Cervignano, per una estensione complessiva pari a circa 315 km, migliorando nel complesso il sistema di trasporto e riducendo l'impatto con le aree urbanizzate della zona emiliana, veneta e lombarda. La realizzazione del metanodotto Cremona-Sergnano consente anche di collegare il nuovo campo di stoccaggio di Bordolano alla rete nazionale. Il progetto "Supporto al mercato Nord Ovest" è incluso nel TYNDP 2015-2024 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-F-213.

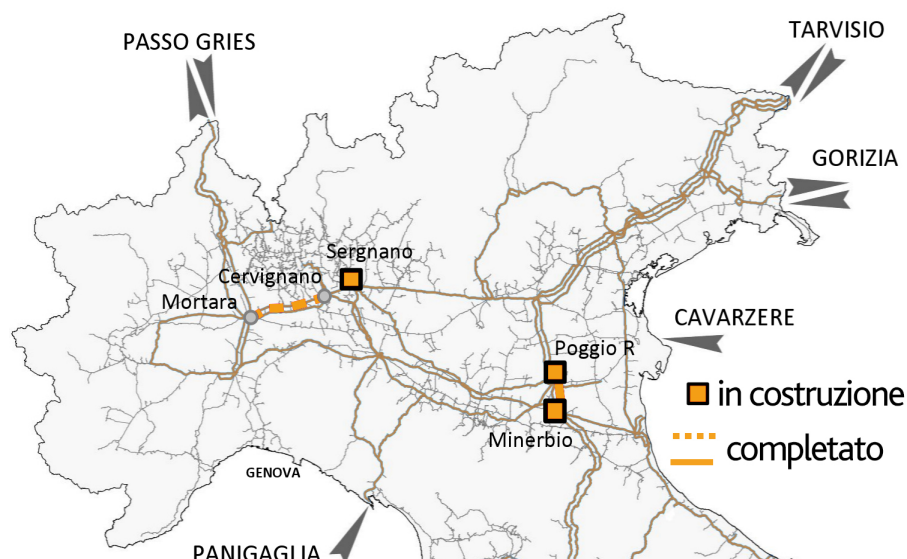
FIGURA 12: SUPPORTO AL MERCATO NORD-OVEST



SUPPORTO AL MERCATO NORD OVEST E FLUSSI BIDIREZIONALI TRANSFRONTALIERI

La seconda fase, la cui entrata in esercizio è prevista entro settembre 2018, consiste nella realizzazione dei metanodotti Cervignano – Mortara (62 km – DN1400) e Minerbio – Poggio Renatico (19 km – DN1200 in esercizio da dicembre 2015), oltre che dei nuovi impianti di compressione di Minerbio (24 MW) e di Sergnano (36 MW) e del potenziamento dell'impianto di compressione esistente di Poggio Renatico (+25 MW). Il progetto "Supporto al mercato Nord Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" è incluso nel TYNDP 2015-2024 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-F-214.

FIGURA 13: SUPPORTO AL MERCATO NORD-OVEST E FLUSSI BIDIREZIONALI TRANFRONTALIERI



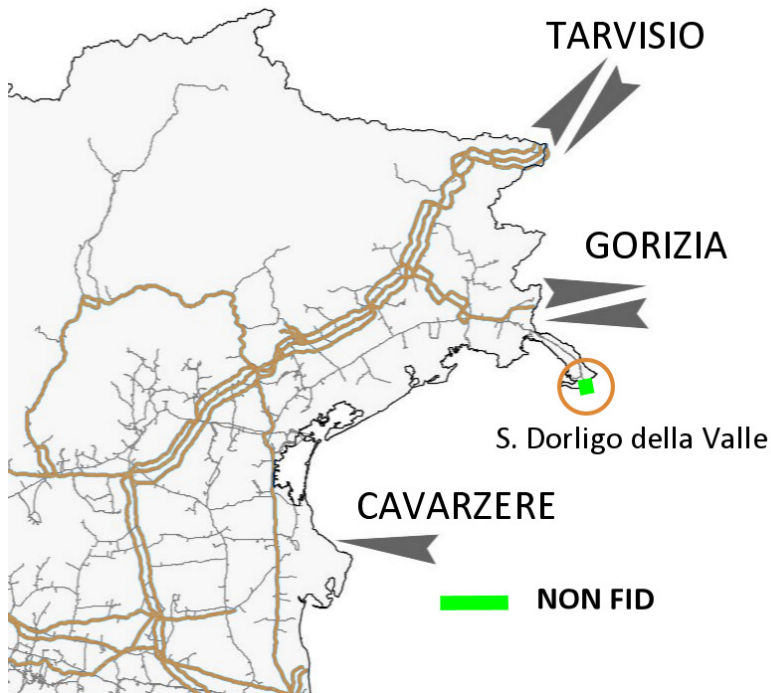
INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA

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 MSm³/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 2015-2024 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-N-354.

FIGURA 14: INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA



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 di un progetto che consentirà di rendere disponibile nuova capacità di trasporto per circa 24 MSm³/g da futuri punti di entrata da Sud. Il progetto "Potenziamento per nuove importazioni da Sud (Linea Adriatica)" è incluso nel TYNDP 2015-2024 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-N-007.

FIGURA 15: POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD



Il progetto comprende la costruzione di circa 430 km di nuova linea di diametro DN1200 e di un impianto di compressione per circa 33 MW lungo la direttrice Sud – Nord (“Linea Adriatica”). 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.

Gli interventi di potenziamento necessari per il trasporto dei nuovi quantitativi di gas sono al momento in corso di acquisizione dei permessi. Inoltre, per l’impianto di compressione di Sulmona si è assunta una decisione finale di investimento (FID) al fine di migliorare l’affidabilità e la sicurezza del trasporto, anche in relazione all’incremento di capacità di erogazione del campo di stoccaggio Stogit di Fiume Treste. La Linea Adriatica figura nella lista dei PIC

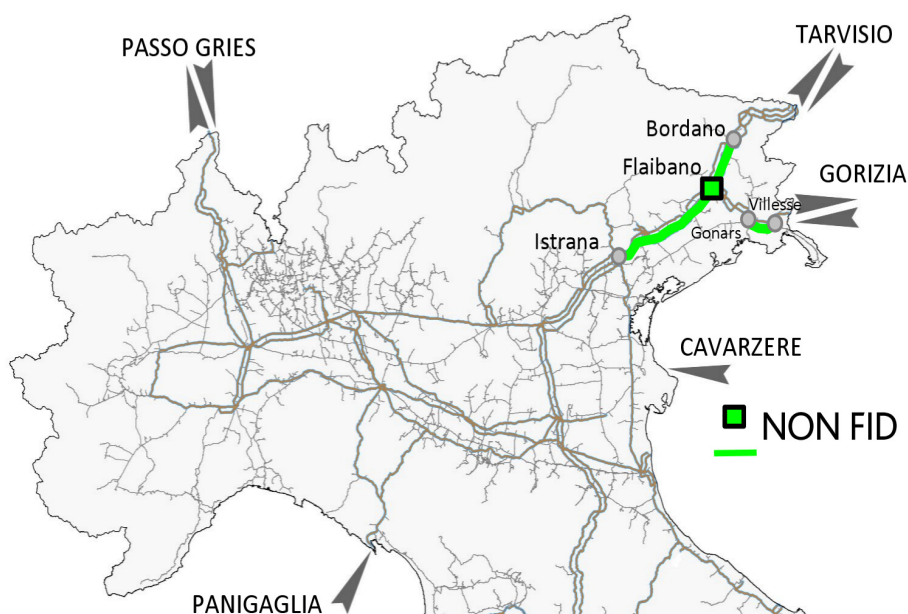
presentata il 18 novembre 2015 dalla Commissione Europea. Snam Rete Gas, in conformità alla direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009, tiene in considerazione tale progetto all'interno del piano e ne riconosce l'importanza ai fini della strategia energetica europea. L'entrata in esercizio complessiva del progetto è programmata per l'anno 2023.

POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST

Il progetto prevede la posa di nuovi gasdotti per l'incremento della capacità di trasporto da Nord – Est ed il collegamento alla rete nazionale di un terminale di rigassificazione nell'Alto Adriatico.

Si tratta di un progetto per il quale non è ancora stata adottata una decisione finale. Il progetto "Potenziamento importazioni da Nord Est" è incluso nel TYNDP 2015-2024 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-N-008.

FIGURA 16: POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST



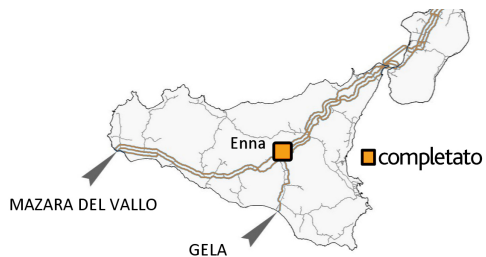
ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD

FIGURA 17: ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD



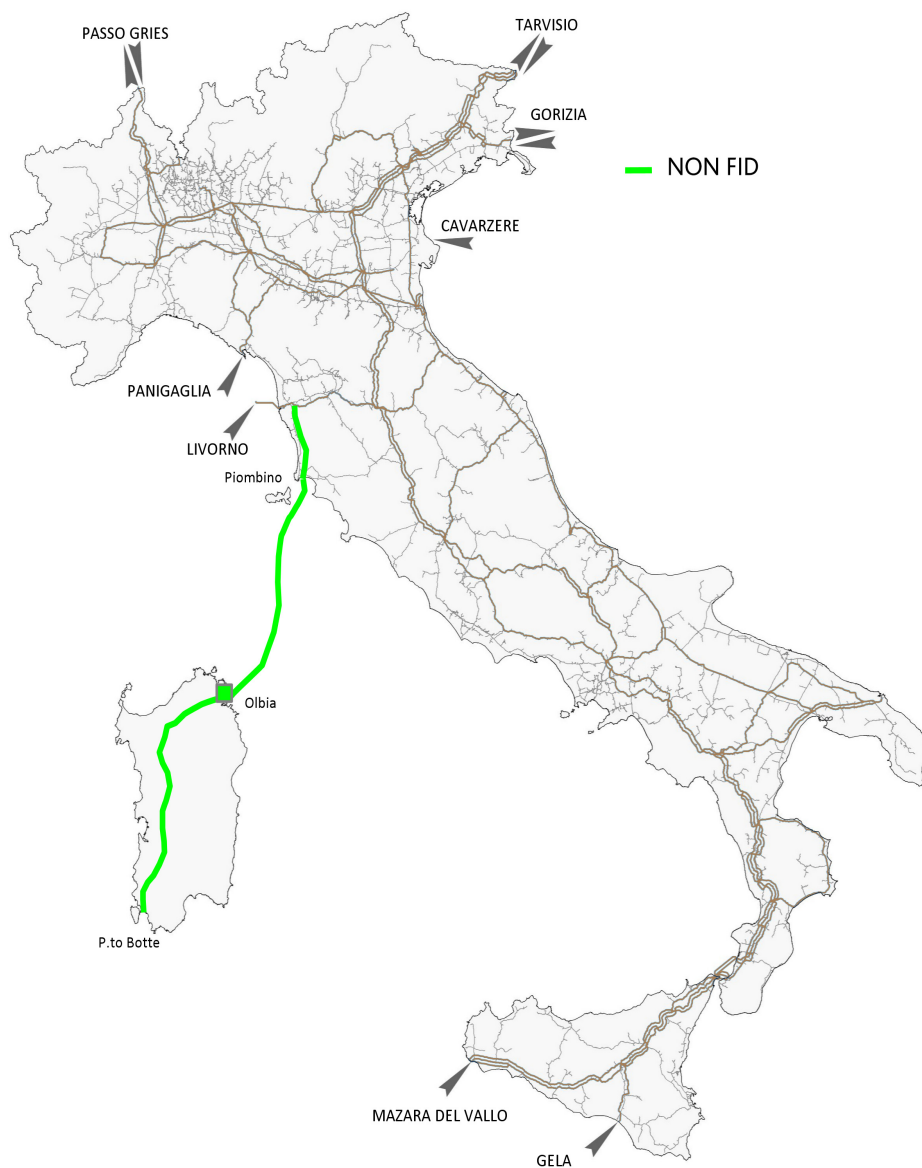
Snam Rete Gas ha pianificato un progetto non FID che prevede ulteriori potenziamenti di una serie di metanodotti e impianti lungo la direttrice Sud – Nord, per realizzare nuova capacità di trasporto in entrata da un eventuale secondo nuovo punto di entrata da Sud relativo a nuovi progetti di import. Considerata l'esigenza di un intervento di adeguamento nell'impianto di compressione di Enna, sono già state realizzate le attività per il potenziamento dell'impianto stesso, funzionali anche a nuovi flussi in ingresso da sud. Il progetto "Ulteriori potenziamenti a Sud" è incluso nel TYNDP 2015-2024 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-N-009.

FIGURA 18: ULTERIORI POTENZIAMENTI IN SICILIA



PROGETTO GALSI

FIGURA 19: PROGETTO GALSI



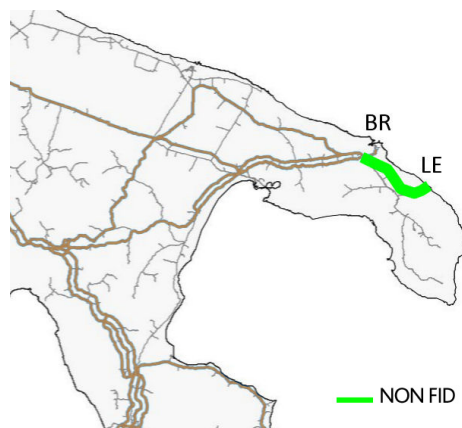
Il progetto GALSI include la posa di nuovi metanodotti a terra, per complessivi 350 km, di una condotta a mare di 275 km e la realizzazione di un impianto di compressione a Olbia. Tali potenziamenti garantiscono nuova capacità di trasporto nel punto di entrata di Porto Botte in Sardegna di 24 MSm³/g. La costruzione di un nuovo gasdotto che collega l'Algeria all'Italia è riportata nella lista dei PIC, ma al momento non vi sono informazioni circa lo sviluppo del

progetto da parte delle società promotrici. Il progetto "GALSI" è incluso nel TYNDP 2015-2024 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-N-012.

ALTRI PROGETTI DI RETE NAZIONALE

Tra gli ulteriori progetti di rete nazionale si segnala il progetto Interconnessione TAP (DN1400 - 55 km) funzionale al collegamento della possibile nuova infrastruttura di importazione TAP prevista in arrivo a Melendugno con la rete nazionale esistente presso Brindisi.

FIGURA 20: INTERCONNESSIONE TAP



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 18 novembre 2015 dalla Commissione Europea.

Con riferimento al progetto PIC relativo al collegamento di Malta alla rete gas europea, non si trova un riscontro diretto nel piano, ma Snam Rete Gas è predisposta per attuare le misure necessarie a favorire il relativo collegamento alla rete nazionale, 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.

Nel piano, distribuiti su tutto il territorio nazionale, sono previsti 140 progetti di sviluppo della rete regionale (compresi i progetti per nuovi allacciamenti), che comporteranno la realizzazione di circa 390 km di nuove condotte. Nell'ambito di alcuni progetti di rete nazionale, sono inoltre previste opere connesse di sviluppo della rete regionale per ulteriori circa 140 km.

Le principali opere di potenziamento e di estensione della rete regionale, comprese nel piano, sono ubicate nell'area della Liguria, 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 pianificati, e in parte già in corso di realizzazione, alcuni importanti interventi di potenziamento che consentiranno di adeguare le prestazioni delle strutture di trasporto regionale, alle esigenze del mercato del gas naturale.

Nella zona Nord Occidentale della rete è previsto un intervento sulla direttrice Lainate – Olgiate Olona (10 km di condotta principale e 4 di ricollegamenti).

Nella zona Centro Orientale sono invece 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 Travagliato – Mornico al Serio (25 km).

FIGURA 21: POTENZIAMENTO IN LOMBARDIA



METANODOTTO GAVI – PIETRALAVEZZARA

Il progetto prevede la posa di circa 27 km di condotta principale e circa 8 km di ricollegamenti, in sostituzione dello stesso tratto del metanodotto Cortemaggiore – Genova.

Il metanodotto consentirà di incrementare la capacità di trasporto della rete regionale a seguito della crescita del mercato nelle aree interessate e di aumentare la sicurezza e l'affidabilità del servizio di trasporto del gas verso il mercato di Genova ed il suo comprensorio.

FIGURA 22: METANODOTTO GAVI – PIETRALAVEZZARA



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.

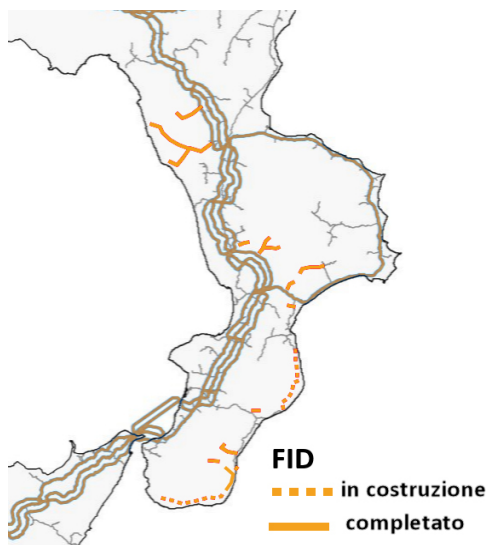
FIGURA 23: COLLEGAMENTO PIETRAVAIRANO – PIGNATARO MAGGIORE



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 14 già realizzati) al servizio di 62 punti di riconsegna (di cui 49 già realizzati).

FIGURA 24: 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 purchè 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.

ANALISI COSTI – BENEFICI

METODOLOGIA

La metodologia di analisi costi/benefici utilizzata per valutare il piano di sviluppo decennale di Snam Rete Gas è basata sulla metodologia "Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology" pubblicata da ENTSOG a febbraio 2015. Tale metodologia di analisi costi/benefici è stata utilizzata nella valutazione dei PIC e nella valutazione degli investimenti di sviluppo del piano decennale europeo. La metodologia prevede un'analisi finanziaria, economica e qualitativa. L'analisi finanziaria non è oggetto del presente documento, in quanto finalizzata a verificare la sostenibilità finanziaria dei progetti che, nei casi in esame, è conseguente al quadro regolatorio vigente.

L'analisi Economica si basa sul calcolo dei seguenti indicatori economici:

- Valore Netto Attualizzato Economico (NPV Net Present Value);
- Tasso ritorno dell'investimento (IRR Internal Rate of Return);
- Rapporto Benefici Costi (B/C).

Al fine di valorizzarli, Snam Rete Gas ha effettuato una monetizzazione dei benefici dei progetti presentati per la cui trattazione di dettaglio si rimanda ai paragrafi seguenti.

L'analisi qualitativa si basa sull'utilizzo di alcuni indicatori che vengono suddivisi da EntsoG in indicatori calcolati sulla base delle capacità di trasporto ai punti di interconnessione ("capacity based") e indicatori che considerano la disponibilità dei flussi di gas basati sui risultati del modello applicato da EntsoG ("modelling based").

Tenuto conto che l'analisi del presente documento è svolta con riferimento al sistema Italia e considerato che gli indicatori basati sul modello calcolati da ENTSOG sono relativi a gruppi ("cluster") che aggregano più progetti di trasportatori diversi e quindi non applicabili al solo sistema nazionale, per la valutazione del piano decennale di sviluppo di Snam Rete Gas sono stati utilizzati gli indicatori di capacità N-1, IRDI e BPI. Unitamente a questi Snam Rete Gas ha valutato ulteriori 2 indicatori di capacità, l'IDI e l'RFI che hanno trovato già applicazione nel precedente Piano decennale di Snam Rete Gas. Tutti questi indicatori misurano il raggiungimento degli obiettivi rilevanti, ovvero la sicurezza degli approvvigionamenti, la competitività e l'integrazione tra mercati gas. Gli indicatori di capacità sono valutati all'inizio dell'orizzonte temporale del piano, dopo il primo triennio e alla fine del periodo decennale. Tale tipo di analisi, per come è definita, è applicabile all'insieme dei progetti di rete nazionale che rientrano nell'arco temporale del piano, ma non trova applicabilità per i progetti di rete regionale.

INDICATORI BASATI SULLA CAPACITÀ

Gli indicatori proposti sono:

- Indicatore N-1: descrive la capacità del sistema gas di soddisfare la domanda di picco giornaliera con probabilità di accadimento 1 su 20 anni in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione. L'indicatore N-1 fornisce una misura principalmente circa la sicurezza degli approvvigionamenti. Valori maggiori o uguali a 100% dell'indice evidenziano la capacità del sistema di fare fronte alla interruzione. L'indicatore figura tra quelli proposti da ENTSOG nella metodologia.
- 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. Secondo ENTSOG non esistono soglie definite, anche se valori compresi nell'intervallo 0 – 3.300 sono sicuramente indicativi di una buona diversificazione. L'indicatore fornisce informazioni sia in merito alla sicurezza degli approvvigionamenti sia al grado di competitività di un mercato gas. L'indicatore figura tra quelli proposti da ENTSOG nella metodologia ed è stato utilizzato nella valutazione del piano decennale europeo.
- Indice di capacità bidirezionale (Bidirectional Project Index o BPI): l'indicatore misura l'incidenza della capacità di contro flusso sulla capacità complessiva di flusso prevalente. Se maggiore di 0% sta a indicare la presenza di capacità bidirezionale. È primariamente un indicatore di integrazione tra mercati. L'indicatore figura tra quelli proposti da ENTSOG nella metodologia anche se non è stato utilizzato nella valutazione del piano decennale europeo. In questo documento l'indicatore è stato applicato considerando l'insieme dei punti di ingresso e di uscita del sistema di trasporto.
- Indice di dipendenza dalle importazioni (Import Dependence Index o IDI): misura il grado di copertura della domanda giornaliera a carico degli stoccaggi e della produzione nazionale. L'indicatore IDI caratterizza sia la sicurezza degli approvvigionamenti sia il grado di competitività di un mercato gas; quanto più il suo valore tende a 0 tanto maggiore è l'indipendenza dagli import. Un valore pari a 100 indica la totale dipendenza dagli import. L'indicatore figurava tra quelli proposti da ENTSOG nella valutazione del TYNDP pubblicato nel luglio 2013, ma non è presente nella nuova metodologia.
- Indice di flessibilità residua (Remaining Flexibility o RF): valuta la capacità non impegnata nel giorno di massima domanda. Maggiore è la capacità residua, maggiore è anche la flessibilità a favore degli utenti della rete che possono modificare i programmi dei flussi di gas. L'indicatore assume valori tra 0% e 100%, nel primo caso indicando mancanza di flessibilità, e fornisce una valutazione principalmente in merito alla integrazione dei mercati.

Valori sotto al 5% sono considerati come indicativi di situazioni critiche. L'indicatore figurava tra quelli proposti da ENTSOG nella valutazione del TYNDP pubblicato nel novembre 2013, ma non è presente nella nuova metodologia. L'indicatore utilizzato in questa sede considera tutti i flussi in ingresso, e tutta la capacità di approvvigionamento, mentre l'indicatore definito da ENTSOG considerava i flussi in ingresso attraverso i gasdotti e le relative capacità, presso ogni punto di interconnessione.

La valorizzazione degli indicatori, che tiene conto dei soli progetti la cui realizzazione è prevista ricadere nel decennio di riferimento, è stata effettuata considerando tre diverse configurazioni. La prima è quella inerziale, che si basa sull'ipotesi che nel periodo investigato nessun investimento di rete relativo al trasporto sia realizzato, per consentire un più agevole confronto con i benefici prodotti dal piano decennale di sviluppo. La seconda comprende i progetti con decisione finale d'investimento approvata (FID), ovvero il progetto relativo ai flussi bidirezionali transfrontalieri. Infine, l'ultima condizione considera anche i progetti senza decisione di investimento approvata (FID + non FID) che ricadono nell'orizzonte di piano e quindi l'interconnessione con la Slovenia e il potenziamento per nuove importazioni da Sud.

Sono riportati nel paragrafo seguente i risultati circa le valorizzazioni degli indicatori. Tutte le assunzioni alla base dei calcoli e ulteriori dettagli circa la metodologia di analisi dei costi e dei benefici sono descritti nell'Allegato 3.

RISULTATI INDICATORI BASATI SULLA CAPACITÀ

La tabella mostra la capacità del sistema del gas italiano di soddisfare la domanda di picco in caso di interruzione dei flussi presso il punto di entrata di Tarvisio (N-1) e come si osserva, il sistema presenta sufficienti margini di sicurezza in tutte le configurazioni. In particolare si rileva che lo scenario FID e lo scenario inerziale si equivalgono in quanto l'unico investimento che li differenzia è il "Supporto al mercato nord ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" che prevede l'aumento di flessibilità del sistema ma non l'incremento della capacità ai punti di entrata. Per quanto riguarda la configurazione FID + nonFID il valore dell'indicatore è identico ai precedenti per quanto riguarda il periodo fino alla fine del triennio, aumenta invece alla fine dell'orizzonte di Piano grazie al contributo dei progetti non FID.

TABELLA 22: VALORI DELL'INDICATORE N-1

N-1	2016	2019	2025	RIFERIMENTO
INERZIALE	104	105	106	> 100%
FID	104	105	106	> 100%
FID + NONFID	104	105	112	> 100%

Di seguito si evidenzia il risultato dell'indice di diversificazione delle fonti (IRDI). I numeri, mostrati nella tabella seguente, risultano tutti inferiori al valore di 3.300 che ENTSOG riferisce come soglia di buona diversificazione delle fonti e

delle rotte di approvvigionamento, e ciò grazie ai contributi degli sviluppi di rete necessari per collegare al sistema nazionale i nuovi gasdotti internazionali. Si noti che in assenza di tali sviluppi, l'indice di concentrazione rimarrebbe costante, come evidenziato dall'andamento del valore inerziale.

TABELLA 23: VALORI DELL'INDICATORE IRDI

IRDI	2016	2019	2025	RIFERIMENTO
INERZIALE	2.251	2.326	2.326	< 3.300
FID	2.251	2.326	2.326	< 3.300
FID + NONFID	2.251	2.326	2.088	< 3.300

L'indicatore di capacità bidirezionale (BPI) mostra come alla fine del periodo di piano il sistema di trasporto italiano possa disporre di capacità in controflusso per circa il 16% della capacità totale di import a fine piano nella condizione FID per effetto del progetto supporto al mercato nord ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri. Tale indicatore evidenzia un incremento del livello di integrazione con gli altri mercati europei.

TABELLA 24: VALORI DELL'INDICATORE BPI

BPI	2016	2019	2025	RIFERIMENTO
INERZIALE	8	8	8	ND
FID	8	16	16	ND
FID+NONFID	8	16	15	ND

L'indice di dipendenza dalle importazioni (IDI), riportato nella tabella seguente, mostra valori elevati, com'è da attendersi per il sistema italiano in cui la produzione domestica copre solamente una bassa percentuale della domanda.

TABELLA 25: VALORI DELL'INDICATORE IDI

IDI	2016	2019	2025	RIFERIMENTO
INERZIALE	67	66	67	ND
FID	67	66	67	ND
FID + NONFID	67	66	67	ND

L'indice di flessibilità residua (RF) migliora negli anni nella configurazione FID + nonFID per effetto del progetto "Linea Adriatica" e consente agli utenti del sistema di trasporto buoni margini di flessibilità.

TABELLA 26: VALORI DELL'INDICATORE RF

RF	2016	2019	2025	RIFERIMENTO
INERZIALE	13	14	15	> 5%
FID	13	14	15	> 5%
FID + NONFID	13	14	19	> 5%

Come evidenziano le tabelle riportate sopra, gli investimenti sulla rete di trasporto consentono un miglioramento degli indicatori e quindi prefigurano un incremento dei benefici per il sistema gas relativi alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla competitività e alla integrazione tra mercati.

INDICATORI ECONOMICI

L'analisi economica consiste nel calcolo dei seguenti indicatori in linea con quanto previsto dalla "Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology" di Entso-g del 13/02/2015 (vedasi allegato 3):

- Valore Netto Attualizzato Economico (NPV Net Present Value): rappresenta il flusso di cassa attualizzato del progetto;
- Tasso ritorno dell'investimento (IRR Internal Rate of Return): rappresenta la sostenibilità economica del progetto stante la sua capacità di generare un ritorno per la società superiore all'investimento e ai costi operativi;
- Rapporto Benefici Costi (B/C): rappresenta il rapporto fra i benefici e i costi attualizzati.

Come previsto dalla metodologia Entso-g l'analisi economica è svolta su un arco temporale compreso fra il primo anno di spesa del progetto fino a 20anni successivi al primo anno di disponibilità del progetto. Di seguito viene presentata la metodologia con cui si sono calcolati i costi e i benefici di ogni progetto. I risultati relativi al calcolo degli indicatori sono riportati in allegato 7.

QUANTIFICAZIONE DEI COSTI

Seguendo la metodologia proposta all'interno della "Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology" di Entso-g del 13/02/2015, i costi dei progetti sono stati determinati come somma dei costi fissi di investimento, e dei costi variabili di esercizio.

DETERMINAZIONE DEI BENEFICI

Progetti di rete Nazionale

Analisi Quantitativa

RN-01 Supporto al mercato nord-ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri

Al fine di quantificare il beneficio derivante dalla realizzazione del progetto "Supporto al mercato nord-ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" si è valutato l'impatto positivo in termini di riduzione dei costi di trasporto per il mercato domestico derivante da un maggior utilizzo delle infrastrutture in conseguenza dell'attivazione di flussi di esportazione.

In particolare, coerentemente con quanto illustrato nello scenario high case del capitolo "Domanda ed offerta di gas in Italia", si è considerato un flusso in esportazione dal punto di Passo Gries di 5 miliardi di metri cubi a partire dal 2022 e per tutto il periodo di analisi. Si è inoltre considerata una capacità conferita su base mensile in corrispondenza del punto di uscita di Passo Gries di 29 MSm³/giorno per un periodo 6 mesi (con un coefficiente di utilizzo pari 0,9) e un equivalente valore di capacità conferita in corrispondenza dei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti. Il profilo dei conferimenti conseguenti all'attivazione dei flussi in esportazione è riportato nella seguente tabella 27.

TABELLA 27: PROFILO CONFERIMENTI [MSMC/G]

2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
-	-	-	-	17	17	18	29	29	29	29
-	-	-	-	2 MESI	2 MESI	4 MESI	6 MESI	6 MESI	6 MESI	6 MESI

Sotto il punto di vista tariffario si è considerato un corrispettivo di capacità in corrispondenza del punto di uscita di Passo Gries stimato nel periodo tra 1,8 e 1,6 €/anno/Sm³/giorno (cui è stato applicato un moltiplicatore pari a 1,3 per il conferimento su base mensile, analogo a quello dei punti di entrata) e un corrispettivo medio dei punti di entrata della rete nazionale stimato pari a 2 €/anno/Sm³/giorno (cui è stato applicato un moltiplicatore pari a 1,3 per il conferimento su base mensile). Il corrispettivo di commodity è stato stimato pari a circa 0,0035 €/Sm³ applicato ai volumi previsti in immissione ai fini della loro successiva esportazione.

La stima dei benefici è stata quindi valutata determinando la riduzione dei costi di trasporto allocati al mercato domestico resa possibile dal progetto con l'attivazione dei flussi di esportazione. Il beneficio annuo a regime è stimato pari a circa 90 M€/anno.

RN_02 Interconnessione con la Slovenia

I Benefici del progetto sono stati stimati in maniera analoga a quanto elaborato per il progetto "Supporto al mercato nord-ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri". Si è stimato un flusso di esportazione pari a circa 0,1 miliardi di Sm³ all'anno e un profilo di conferimento pari a 0,3 MSm³/g (con un coefficiente di utilizzo pari 0,9) a partire dall'anno di piena operatività dell'investimento. Sotto il punto di vista tariffario si è considerato un corrispettivo di capacità in corrispondenza del punto di uscita di San Dorligo della Valle pari a 1,6 €/anno/Sm³/giorno e un corrispettivo medio dei punti di entrata della rete nazionale stimato pari a 2 €/anno/Sm³/giorno. Il corrispettivo di commodity è stato stimato pari a circa 0,0035 €/Sm³ applicato ai volumi previsti in immissione ai fini della loro successiva esportazione. Il beneficio annuo è stimato pari a circa 1,4 M€.

RN_03 Linea Adriatica

Al fine di quantificare il beneficio derivante dalla realizzazione del progetto "Linea Adriatica" si sono considerati i flussi di gas immessi in corrispondenza dei punti di entrata della rete nazionale nel sud Italia e resi disponibili dalla Linea Adriatica. Si prevede un incremento del conferimento di 24 MSm³/g nei punti di entrata da sud (con un coefficiente di utilizzo pari 0,9). Si è considerato un corrispettivo medio dei punti di entrata della rete nazionale localizzati nel sud Italia stimato pari a 3,8 €/anno/Sm³/giorno e un corrispettivo di commodity pari a circa 0,0035 €/Sm³ applicato ai volumi previsti in immissione pari a 8 miliardi di Sm³/anno.

La stima dei benefici è stata quindi valutata determinando la riduzione dei costi di trasporto allocati al mercato domestico resa possibile dal progetto. Il

beneficio annuo è stimato pari a circa 120 M€/anno.

Ulteriori opere di potenziamento per aumento della capacità di importazione

I progetti RN_04 "Potenziamenti importazioni nord est", RN_05 "Ulteriori potenziamenti a sud" e RN_06 "GALSI" permettono di incrementare la capacità di importazione del sistema presso i punti esistenti o eventuali nuovi punti di importazione. Tali progetti sono inclusi nel Piano limitatamente alle attività di ingegneria e acquisizione dei permessi. Ad oggi, data l'indeterminatezza degli scenari di domanda e offerta validi al momento della realizzazione degli investimenti (prevista al di fuori del perimetro temporale del piano) è possibile effettuare solamente una valutazione teorica. Sui tre progetti è stata considerata un'ipotesi di conferito nei punti di entrata pari a 24 MSm³/g che, con un coefficiente di utilizzo pari 0,9, porta ad un incremento di flussi in ingresso di circa 8 miliardi di Sm³/anno. Si è considerato un corrispettivo medio dei punti di entrata della rete nazionale localizzati nel sud Italia stimato nel periodo pari a 3,8 €/anno/Sm³/giorno (applicato al progetto "Ulteriori potenziamenti a sud"), un corrispettivo medio sui punti di entrata della rete nazionale pari a 2 €/anno/Sm³/giorno (applicato ai progetti "Potenziamenti importazioni nord est" e "GALSI") e un corrispettivo di commodity pari a circa 0,0035 €/Sm³. Il beneficio dei progetti può essere determinato come riduzione dei costi di trasporto allocati al mercato domestico, resa possibile dalla realizzazione dei progetti in funzione di un incremento del gas trasportato. Il beneficio annuo per i progetti "Potenziamenti importazioni nord est", "Ulteriori potenziamenti a sud" e "GALSI" è stimato rispettivamente pari a circa 76 M€/anno, 120M€/anno e 76 M€/anno.

Allacciamenti

Tali progetti garantiscono l'approvvigionamento di gas da punti ad oggi non disponibili. Per i progetti di allacciamento la sostenibilità economica è garantita da quanto definito nel Codice di Rete di Snam Rete Gas. E' infatti previsto che, fatta salva una quota coperta da franchigia, il richiedente l'investimento versi un contributo pari alla differenza fra la previsione di spesa per l'investimento richiesto e l'incremento patrimoniale tale per cui il ricavo associato al nuovo investimento risulti uguale al ricavo derivante dall'applicazione delle tariffe approvate dall'AEEGSI alla capacità associata al nuovo Punto di Consegna/Riconsegna.

Analisi qualitativa

Unitamente ai benefici monetari sopra descritti, si richiamano di seguito ulteriori benefici per i quali è stata effettuata una sola valutazione di carattere qualitativo.

Sicurezza di approvvigionamento

Il progetto "Supporto al mercato nord ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" consente di far fronte ad 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 ed esaurirsi facendo venire meno l'apporto di questa fonte.

Con le strutture disponibili ad oggi, in questa particolare condizione, non sarebbe possibile garantire la copertura del mercato dell'Italia nord occidentale in un contesto climatico di inverno normale.

Le infrastrutture previste dal progetto garantiscono invece la possibilità di alimentare tale area con il gas proveniente dalle altre fonti apportando un beneficio in termini di sicurezza di approvvigionamento derivante dalla copertura di domanda gas che non verrebbe altrimenti soddisfatta (*).

I progetti "Linea Adriatica", "potenziamenti importazioni nord est", "ulteriori potenziamenti a sud" e "GALSI" in un contesto di riduzione dei flussi di gas in entrata a Passo Gries e di aumento della domanda Italia garantirebbero la flessibilità e la diversificazione delle fonti necessarie ad assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti di gas.

Anche i progetti "Metanodotto Biccari – Campochiaro", "Metanodotto Brindisi – Massafra", "Impianto di regolazione di Moliterno" e "Interconnessione TAP" rendono disponibili nuovi punti di importazione e/o diversificano la capacità esistente del sistema di importazione da sud su nuovi punti previsti in realizzazione, garantendo l'accesso a nuove fonti di approvvigionamento del gas.

(*) Il regolatore Inglese OFGEM stima il costo della domanda non soddisfatta come il valore che i consumatori sarebbero disposti a pagare per evitare una interruzione della fornitura di gas naturale pari a circa 630.000 €/GWh. Un valore analogo è in corso di valutazione da ENTSOG nell'ambito della predisposizione del TYNDP 2017-2026.

Integrazione dei mercati

Il progetto "Supporto al mercato nord ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" consente di incrementare l'integrazione del mercato italiano con gli altri mercati europei, integrazione che rappresenta un fattore abilitante per favorire l'allineamento dei prezzi fra i diversi hub. E' quindi prevedibile che, creando un collegamento diretto fra l'hub Italiano e quelli del Nord Europa che sono i più liquidi del continente, il prezzo del gas al PSV diminuisca convergendo verso il prezzo degli hub interconnessi.

Competitività

Si prevede che i progetti volti alla creazione di interconnessioni con importazioni di gas in arrivo da fonti di approvvigionamento ad oggi non accessibili ("potenziamenti importazioni nord est", "metanodotto Biccari – Campochiaro", "Metanodotto Brindisi – Massafra", "Impianto di regolazione di Moliterno" e "Interconnessione TAP") aumentino la competitività del mercato italiano del gas, andando a influire positivamente sul prezzo medio del gas. Si prevede infatti che il gas proveniente dalle nuove fonti di approvvigionamento possa entrare in

Italia ad un prezzo competitivo rispetto a quelle attuali. Ciò consentirebbe lo spiazzamento del gas a prezzi marginali più alti, portando quindi potenzialmente ad un abbassamento dei prezzi al PSV.

Sostenibilità

Le iniziative che comportano un innalzamento della capacità totale del sistema (progetti "Linea Adriatica", "potenziamenti importazioni nord est", "ulteriori potenziamenti a sud" e "GALSI") possono sostenere il mercato termoelettrico previsto in aumento come effetto della progressiva decarbonizzazione del settore. Di fatto tali progetti possono favorire la sostituzione di fonti a maggior tasso di produzione di CO₂ con il gas naturale, inducendo indirettamente una riduzione nella produzione dell'inquinante. Tale fenomeno diventerebbe tanto più rilevante sotto il punto di vista del risparmio di sistema quanto più le forme di contenimento della produzione di CO₂ andassero nella direzione dell'applicazione di forme di disincentivazione alla produzione dell'inquinante mediante l'applicazione di una carbon tax.

Progetti di rete regionale

Di seguito vengono analizzati e quantificati i benefici economici derivanti dalla realizzazione dei progetti di rete regionale. A seconda della tipologia dei progetti si sono valutati benefici per il sistema di differente natura.

Realizzazione (e/o potenziamento) di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto e relativi sviluppi di rete.

Tali progetti garantiscono la fornitura di nuovi punti di prelievo o di aree ad oggi non metanizzate di conseguenza hanno l'evidente beneficio di servire un mercato che resterebbe altrimenti scoperto. Per i progetti di allacciamento, come per gli allacciamenti di rete nazionale, la sostenibilità economica è garantita da quanto definito nel Codice di Rete di Snam Rete Gas.

I benefici per i progetti di sviluppo della rete correlata ai nuovi allacciamenti (dorsali o derivazioni di rete regionale) sono stati stimati considerando le variazioni dei costi di fornitura (**) che deriverebbero dalla sostituzione dei combustibili ad oggi utilizzati (o potenzialmente utilizzati in futuro) con il gas naturale. Il mercato che verrebbe coperto annualmente è stato determinato come somma dei prelievi segnalati all'interno delle richieste di allacciamento collegate a questi potenziamenti di rete.

I progetti qui esaminati portano anche il beneficio non quantificato relativo all'aumento della sostenibilità ambientale derivante dall'utilizzo di un combustibile a minor impatto emissivo rispetto ad altri maggiormente inquinanti.

(**) Per il prezzo del Gas Naturale si è utilizzato il dato riportato nella Relazione Annuale dell'AEEGSI al Capitolo 3, paragrafo "Condizioni Economiche di Riferimento". Per il Prezzo degli altri carburanti si è utilizzata la media annuale dei valori pubblicati sul sito del MiSE.

Progetti di incremento della capacità di trasporto della rete esistente con lo scopo di sostenere gli incrementi locali della domanda di gas naturale

Gli investimenti in oggetto vengono pianificati prendendo a riferimento, quali indicatori significativi del grado di "saturazione" della rete, i seguenti parametri, in uno scenario di massimo trasporto (temperature estreme), con l'obiettivo di riportare gli stessi ai valori di accettabilità stabiliti:

- 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.

Per la realizzazione degli investimenti vengono adottate soluzioni di potenziamento che, a fronte di una vita utile dell'investimento di 50 anni, possano garantire nel lungo termine ulteriori margini di flessibilità in termini di capacità di trasporto. I benefici per tali progetti riguardano la continuità di fornitura del mercato finale in condizioni di domanda particolarmente alta che deve essere garantita, secondo quanto previsto dal Regolamento UE 994/2010 anche in caso di temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni. E' stata di conseguenza calcolata la domanda che potrebbe essere interrotta in caso di mancata realizzazione dell'investimento (1° step) al verificarsi delle citate condizioni climatiche. Il dimensionamento del potenziamento consentirebbe inoltre di trasportare una portata ulteriore sfruttando i margini creati (2° step). Ai fini della stima del beneficio, si è associato a ciascun investimento un volume di gas pari alla somma dei due step sopra descritti; a questo volume è stato applicato il costo evitato derivante dalla continuità della fornitura di gas che il potenziamento garantisce (***) . Si segnala che nell'ipotesi di considerare che la capacità addizionale del 2° step venga effettivamente utilizzata per una percentuale conservativa pari al 20%, circa l'80% dei progetti analizzati presenta indicatori più che positivi. Al fine di fornire una vista tenendo conto del massimo potenziale del sistema, in allegato è stata rappresentata la valutazione considerando l'utilizzo della totalità del 2° step.

I progetti qui trattati portano anche una serie di ulteriori benefici di seguito descritti in forma qualitativa:

- ammodernamento della rete, a fronte della posa di nuove condotte in ausilio o sostituzione di quelle esistenti con un conseguente aumento dell'affidabilità dell'infrastruttura derivante dall'utilizzo delle più moderne tecnologie;

- aumento del grado di flessibilità e sicurezza del trasporto, quando il potenziamento costituisca una nuova magliatura della rete esistente;
- aumento della flessibilità in caso di interruzioni programmate o non programmate del flusso gas in occasione delle quali il maggior volume di gas presente nella tubazione, derivante dal potenziamento realizzato, potrebbe sostenere il mercato ad esso sotteso per un maggior periodo di tempo rispetto alla rete non potenziata.

(***) Si è applicato il costo stimato dal regolatore inglese OFGEM come valore che i consumatori sarebbero disposti a pagare per evitare una interruzione della fornitura di gas naturale, pari a circa 630.000 €/GWh. Un valore analogo è in corso di valutazione da ENTSOG nell'ambito della predisposizione del TYNDP 2017-2026.

COSTI E FINANZIAMENTI

L'ammontare di spesa di investimento complessivamente prevista nello scenario di Piano dal 2016 al 2025 per i progetti di sviluppo ammonta a circa 2,9 miliardi di euro. Nella seguente tabella è riportata la spesa prevista nei primi cinque anni di piano:

TABELLA 28 : COSTI PROGETTI DI SVILUPPO

	2016	2017	2018	2019	2020	2016-2025
PROGETTI DI SVILUPPO [MILIONI DI EURO]	319	303	251	199	440	2.898

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;
 - punti di funzionamento delle centrali di compressione;
- utilizzare un modello relativo alle centrali di compressione, basato su:
 - applicazione del criterio di controllo caratteristico della centrale per la ripartizione della portata tra le unità;
 - simulazione realistica del punto di funzionamento di compressori e turbine, grazie all'utilizzo di un modello matematico che descrive le curve caratteristiche delle singole macchine, risultanti dalle rilevazioni in campo (ove disponibili) o dalle curve attese fornite dai Costruttori; tale simulazione consente, con buona approssimazione, la determinazione del perimetro di funzionamento delle centrali basato sulle effettive curve limite (antisure, 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
MAZARA DEL VALLO	75
GELA	70
PANIGAGLIA	70
LIVORNO	80
CAVARZERE	70

(*) Pressione riferita alla stazione di misura di Masera.

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.

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.

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 MSm³/giorno. Tale valore è coerente con l'ipotesi di immissione in stoccaggio, nel periodo estivo, di un volume totale di gas rappresentativo di una campagna di ricostituzione degli stoccaggi conseguente 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 dipendenza dalle importazioni (Import Dependence Index o IDI): misura il grado di copertura della domanda giornaliera a carico degli stoccaggi e della produzione nazionale.

$$IDI = \frac{1}{1 + NP + UGS * 0.5}$$

Dove

- NP è la produzione nazionale di gas naturale, espressa come percentuale rispetto alla domanda media annuale
 - UGS è la punta tecnica di erogazione massima degli stoccaggi nazionali, espressa come percentuale rispetto alla domanda media annuale
- 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.

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

Dove

- IP_k è la capacità tecnica di ciascun gasdotto espresso in percentuale sulla capacità per punto di ingresso della rete nazionale inclusi i terminali di rigassificazione
- IP_i 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
- LNG_{terminal 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 flessibilità residua (Remaining Flexibility o RF): valuta la capacità non impegnata nel giorno di massima domanda. Maggiore è la capacità residua, maggiore è anche la flessibilità a favore degli utenti della rete che possono modificare i programmi dei flussi di gas.

$$RemFlex = 1 - \frac{\sum Entering\ flow}{\sum Entry\ capacity}$$

Dove

- Entering flow è la somma dei flussi in ingresso, che comprendono le importazioni via gasdotto, GNL, la produzione nazionale e gli stoccaggi, funzionali alla copertura della domanda totale giornaliera di gas relativa a una giornata con una domanda di gas eccezionalmente elevata osservata statisticamente una volta ogni vent'anni
- Entry capacity è la somma delle capacità tecniche in ingresso, espresse in milioni di metri cubo giorno, che comprendono le importazioni via gasdotto, GNL, la produzione nazionale e gli stoccaggi.
- 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;



$$NPV = \sum_{t=f}^{c+19} \frac{R_t - C_t}{(1+i)^{t-n}}$$

Dove:

c = Primo anno di piena operatività del progetto

R_t = Beneficio del sistema italiano all'anno t

Per la rete nazionale si è valutato l'impatto positivo in termini di riduzione dei costi di trasporto per il mercato domestico determinato dall'incremento dei flussi di gas e della capacità conferita sui punti di entrata e/o sui punti di uscita per effetto della realizzazione dei progetti.

Per la rete regionale si sono valutate le variazioni dei costi di fornitura che deriverebbero dalla sostituzione dei combustibili ad oggi utilizzati (o potenzialmente utilizzati in futuro) con il gas naturale nei casi in cui i progetti prevedano un'estensione della rete a supporto degli allacciamenti necessari ad alimentare un nuovo mercato. Per i progetti di rete regionale che riguardano invece il potenziamento di reti esistenti al fine di sostenere l'incremento localizzato della domanda si è valutata e valorizzata la domanda che potrebbe essere interrotta (*) nel caso in cui si verificassero le condizioni di massimo trasporto.

C_t = Somma dei costi d'investimento e dei costi operativi per l'anno t

I costi di investimento sono i costi rappresentati nell'allegato 5.

I costi operativi sono i costi di esercizio medi stimati per le infrastrutture differenziate fra le centrali di compressione (costo medio al MW) e la rete (costo medio al km).

n = Anno dell'analisi

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

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

- Il tasso ritorno dell'investimento (IRR Internal Rate of Return) rappresenta la sostenibilità economica del progetto stante la sua capacità di generare un ritorno per la società superiore all'investimento e ai costi operativi. L'indicatore RR è definito come il tasso di sconto che produce un NPV pari a 0 ed è considerato positivo quando supera il valore del Tasso di sconto sociale
- Il Rapporto Benefici Costi (B/C): rappresenta il rapporto fra i benefici e i costi attualizzati del progetto.

(*) Per la valorizzazione è applicato il costo stimato dal regolatore inglese OFGEM come valore che i consumatori sarebbero disposti a pagare per evitare una interruzione della fornitura di gas naturale, pari a circa 630.000 €/GWh. Un valore analogo è in corso di valutazione da ENTOSOG nell'ambito della predisposizione del TYNDP 2017-2026.

ALLEGATO 4: SCHEDE PROGETTO

La tabella seguente riassume le Schede progetto ricevute dai soggetti interessati a promuovere progetti di interconnessione alla rete di Snam Rete Gas, raccolte all'interno del processo di 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 (MSM ³ /G FISICI)	STATO DEL PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA
PLINOVODI D.O.O.	M6 AJDOVŠČINA – LUCIJA/LUCIA, SECTION OSP-KOPER/CAPODISTRIA + INTERCONNECTION POINT OSP/SAN DARLIGO DELLA VALLE	COLLEGAMENTO DELL'ALTOPIANO CARSIICO E DEL DSO NEL COMUNE DI KOPER/CAPODISTRIA	0,6	IN ATTESA DI DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO	DOPO 2020
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.	M10 VODICE – RATECE + PUNTO DI INTERCONNESSIONE RATECE/TARVISIO	TRASPORTO TRANSFRONTALIERO	94	IN ATTESA DI DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO	DA DEFINIRE
PLINOVODI D.O.O.	M6 AJDOVŠČINA – LUCIJA/LUCIA, SEZIONE AJDOVŠČINA-OSP E KOPER/CAPODISTRIA - LUCIJA/LUCIA + PUNTO DI INTERCONNESSIONE SEŽANA/FERNETTI	COLLEGAMENTO DELL'ALTOPIANO CARSIICO E DEL DSO NEL COMUNE DI KOPER/CAPODISTRIA, IZOLA/ISOLA, PIRAN/PIRANO E SEŽANA	DA DEFINIRE	IN ATTESA DI DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO	DOPO 2020
GALSI SPA	PROGETTO GALSI	NUOVO GASDOTTO CHE COLLEGERÀ L'ALGERIA CON L'ITALIA VIA SARDEGNA	24,4 (PDE PORTO BOTTE)	IN ATTESA DI DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO	2019
INFRASTRUTTURE TRASPORTO GAS SPA	UN ACCESSO ALLE RETI GAS ITALIANA ED EUROPEA PER L'ISOLA D'ELBA. (*)	IL PROGETTO CONSISTE NELLA REALIZZAZIONE DI UN METANODOTTO PIOMBINO - ISOLA D'ELBA FINALIZZATO ALLA METANIZZAZIONE DELL'ISOLA D'ELBA.	LINEA PIOMBINO - ELBA: 0,06	IN ATTESA DI DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO	2021
API NÒVA ENERGIA S.R.L.	TERMINALE OFF-SHORE DI RIGASSIFICAZIONE DI GNL DI FALCONARA M.MA	IL PROGETTO CONSISTE NELLA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO TERMINALE OFF-SHORE DI RIGASSIFICAZIONE, A 16 KM AL LARGO DELLE COSTE DEL COMUNE DI FALCONARA MARITTIMA.	25,9	IN ATTESA DI DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO	2020
IGI POSEIDON SA	POSEIDON PIPELINE (PARTE DEL PROGETTO ITGI)	IL GASDOTTO POSEIDON, COME PARTE DEL PROGETTO ITGI, CONSENTIRÀ IL TRASPORTO DI GAS NATURALE PRODOTTO NELLE AREE DEL CASPIO, MEDIO ORIENTE E MEDITERRANEO ORIENTALE VERSO L'ITALIA ATTRAVERSO LA GRECIA.	29	IN ATTESA DI DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO	2020
TRANS ADRIATIC PIPELINE AG	TRANS ADRIATIC PIPELINE TAP	TAP CONNETTERÀ LA RETE EUROPEA ESISTENTE CON IL FLUSSO DI GAS PROVENIENTE DAL CASPIO.	31,8	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO PRESA	2020
GAS NATURAL SDG S.A.	TERMINALE DI RIGASSIFICAZIONE DI TRIESTE - ZAULE	TERMINALE DI RIGASSIFICAZIONE DI TRIESTE - ZAULE	25,8	IN ATTESA DI DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO	2021

(*) Progetto aggiornato con il "piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2016-2025" di ITG

ALLEGATO 5: ELENCO PROGETTI DI SVILUPPO

Le tabelle seguenti riepilogano i progetti di sviluppo relativi alle infrastrutture di trasporto previsti nel Piano 2016-2025 con i principali elementi tecnico economici.

TABELLA 30: PROGETTI DI SVILUPPO RETE NAZIONALE

CODICE PROGETTO	DESCRIZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	KM	MW	COSTO VITA INTERA [Me]	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO
RN_01	SUPPORTO AL MERCATO NORD OVEST E FLUSSI BIDIREZIONALI TRANSFRONTALIERI	2018	1200/1400	81	94	686	FID	IN COSTRUZIONE
RN_02	INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA	2023	250	6,5	0	7	NON FID	PIANIFICATO
RN_03	LINEA ADRIATICA	2023	1.200	425	33	1.385	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_04	POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI NORD EST	FUORI PIANO	1050/1200	181	75	629	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_05	ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD	FUORI PIANO	800/1050/1200	961	133	3.433	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_06	GALSI	FUORI PIANO	800/1200	627	50	1.968	NON FID	PIANIFICATO
RN_07	INTERCONNESSIONE TAP	2019	1400	55	-	165	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_08	MET. BICCARI-CAMPOCHIARO	2016	1200	73	-	137	FID	IN COSTRUZIONE
RN_09	ALL. GAS NATURAL TERMINALE GNL DI TRIESTE	FUORI PIANO	800	27,3	-	47	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_10	ALL. GNL NUOVE ENERGIE P.TO EMPEDOCLE AG	FUORI PIANO	900	14	-	59	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_11	ALL. API NOVA ENERGIA GNL DI FALCONARA	2018	1050	50	-	5	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_12	ALL.TO ITAL GAS STORAGE COMUNE CORNEGLIANO LAUDENSE	2018	1050	9,8	-	25	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RN_13	MET. BRINDISI-MASSAFRA	2024	1400	80	-	240	NON FID	PIANIFICATO
RN_14	IMP DI REGOLAZIONE DI MOLITERNO	2023	-	0	-	2	NON FID	PIANIFICATO

TABELLA 31: PROGETTI DI SVILUPPO RETE REGIONALE

CODICE PROGETTO	DESCRIZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	KM	POTENZIALITÀ IMPIANTO [SMC/H]	COSTO VITA INTERA [M€]	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO
RR_01	ALL. CENTRALE ENIPOWER SPA DI TARANTO TA	2017	250	0,57	-	1,51	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_02	ALL. COMUNE DI TAVERNA	2016	100	2,93	-	2,05	FID	IN COSTRUZIONE
RR_03	ALL. COMUNE DI BADOLATO	2018	100	1,67	-	0,70	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_04	ALL. COMUNE DI SANTA CATERINA DELLO IONI	2018	100	0,61	-	0,31	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_05	ALL. COMUNE DI GUARDAVALLE	2018	100	2,10	-	0,91	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_06	ALL. COMUNE DI MONASTERACE	2018	100	1,19	-	0,47	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_07	ALL. COMUNE DI STILO	2018	100	0,04	-	0,06	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_08	ALL. COMUNE DI BIVONGI	2018	100	2,20	-	0,81	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_09	ALL. COMUNE DI PLACANICA	2018	100	0,82	-	0,38	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_10	POT. ALL. DUCA VISCONTI DI VAPRIO D'ADDA	2017	200	0,01	-	0,12	FID	IN COSTRUZIONE
RR_11	ALL. ENI DIV. R&M DI CAMPOFILONE (AP)	2017	100	1,86	-	0,87	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_12	ALL. POWERFLOR S.R.L. DI MOLFETTA (BA)	2016	100	0,46	-	0,26	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_13	ALL. ZAPPALA' ROBERTO DI MESSINA	2016	100	0,02	-	0,27	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_14	ALL. METALUPIAE S.R.L. DI MURO LECCESE	2016	100	0,16	-	0,11	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_15	ALL. ENI R&M MIGLIANICO ADS ALENTO OVEST	2017	100	0,70	-	0,33	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_16	ALL. MENGA PETROLI DI Ceglie MESSAPICA	2017	100	0,34	-	0,16	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_17	ALL. CPL CONCORDIA DI BOVA MARINA (RC)	2017	100	0,31	-	0,16	FID	IN COSTRUZIONE
RR_18	ALL. CPL CONCORDIA DI CONDOFURI (RC)	2017	100	0,06	-	0,07	FID	IN COSTRUZIONE
RR_19	ALL. CPL CONCORDIA DI MELITO P.TO SALVO	2017	150	1,08	-	0,58	FID	IN COSTRUZIONE
RR_20	ALL. CPL CONCORDIA DI MONTEBELLO JONICO	2017	100	0,98	-	0,48	FID	IN COSTRUZIONE
RR_21	ALL. CPL CONCORDIA DI PALIZZI (RC)	2017	100	0,07	-	0,07	FID	IN COSTRUZIONE
RR_22	ALL. COMUNE DI CAGGIANO (SA)	2016	100	0,02	-	0,09	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_23	ALL. ENI R&M DI CAPONAGO	2017	100	0,01	-	0,10	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_24	ALL. METANO FANO S.R.L. DI PESARO (PU)	2016	100	1,84	-	0,78	FID	IN COSTRUZIONE
RR_25	ALL. 2^ PRESA. COMUNE DI SETTIMO M.SE	2016	150	0,90	-	0,56	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_26	ALL. SODIFA S.R.L. DI L'AQUILA	2016	100	0,32	-	0,33	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_27	ALL.TO TOTAL TEMPA ROSSA DI GUARDIA PERT	2016	150	0,48	-	1,94	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_28	ALL. ENI S.P.A. DIVR&M DI CORREZZOLA (PD)	2016	100	0,43	-	0,29	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_29	ALL.TO ENI R&M DI GIOVINAZZO DIR NORD	2016	100	0,11	-	0,09	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_30	ALL.TO ENI R&M DI GIOVINAZZO DIR SUD	2016	100	0,04	-	0,06	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_31	ALL.TO ITALGAS CITTADELLA REGIONALE CZ	2016	100	0,60	-	0,27	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_32	ALL.TO A2A RETI GAS - VIA MISSAGLIA (MI)	2016	300	0,04	-	0,24	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_33	ALL.TO ENI SPA DIV. R&M DI DESE (VE)	2016	100	0,65	-	0,38	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_34	ALL. EDISON GARAGUSO E MASSERIA MONACO	2018	150	4,41	-	3,06	FID	INGEGNERIA E PERMESSI

Allegati

CODICE PROGETTO	DESCRIZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	KM	POTENZIALITÀ IMPIANTO [SMC/H]	COSTO VITA INTERA [Me]	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO
RR_35	ALLTO VEBAD S.P.A. GIOIA DEL COLLE (BA)	2016	100	3,00	-	0,95	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_36	ALLBUSSINELLO-COLOGNOLA AI COLLI	2016	100	0,55	-	0,28	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_37	ALLTO DUSTY RENDERING SRL POLESINE PARM	2017	100	2,70	-	1,00	FID	IN COSTRUZIONE
RR_38	ALLTO SIMONETTI MARIO - MONTEGIORGIO FM	2017	100	0,66	-	0,36	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_39	ALLTO PROGETTO GAS SRL CAMPIGLIA MARITT	2016	100	0,40	-	0,18	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_40	ALLTO VAL DI CHIANTI CARB MALTIGNANO AP	2017	100	0,16	-	0,24	FID	IN COSTRUZIONE
RR_41	ALLTO ENI SPA DIV. R&M MILANO C. GOBBA	2016	100	0,28	-	0,27	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_42	ALLTO S.A.M. SRL DI COLLE VAL D'ELSA (S)	2016	100	0,42	-	0,25	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_43	ALLTO SIMONETTI MARIO DI FOLIGNO (PG)	2017	100	0,95	-	0,25	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_44	ALLTO MARTINA GAS S.R.L. CHIETI	2016	100	0,43	-	0,34	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_45	ALLTO BONATTI CO.MET.AM SORIANO C (VV)	2016	100	0,65	-	0,36	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_46	ALL. A.PALMIERI IN PIANA DI MONTE VERNA	2016	100	0,65	-	0,28	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_47	ALLTO ENI S.P.A. COMUNE TURI (BA)	2016	100	0,66	-	0,30	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_48	ALLTO ENERGIA PEROLI 2000 SRL DI TERNI	2016	100	0,03	-	0,08	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_49	ALLTO CERAMICA DEL CONCA S. CLEMENTE RN	2018	100	2,31	-	1,11	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_50	ALLTO LORO F.LLI SPA DI LONIGO (VI)	2017	100	0,49	-	0,25	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_51	ALLTO ENI S.P.A. COMUNE BARONISSI (SA)	2016	100	0,43	-	0,18	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_52	ALLTO SIRTAM DI PIETRASANTA (LU)	2016	100	0,65	-	0,26	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_53	ALLTO C GALDIERI & F CASTEL SAN GIORGIO	2016	100	0,40	-	0,19	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_54	ALLTO SIMONETTI MARIO PERUGIA	2016	100	0,52	-	0,21	FID	IN COSTRUZIONE
RR_55	ALLTO ENI COMUNE DI BARI	2017	100	0,56	-	0,36	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_56	ALLTO RAN SRL AVERSA (CE)	2016	100	0,07	-	0,09	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_57	ALLTO MIRAVIVAI SOC AGRICOLA SS MIRA VE	2016	100	0,38	-	0,38	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_58	ALLTO ENERGIE S.R.L. - CHATILLON (AO)	2017	200	0,06	-	0,32	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_59	ALLTO LUNIKGAS SPA DI OSSAGO L. (LO)	2017	100	0,83	-	0,26	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_60	ALL. SC EVOLUTION SPA -COMUNE GERA LARIO	2016	100	0,06	-	0,20	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_61	ALLTO PIZZAFERRI PETROLI SPA PARMA	2017	100	0,38	-	0,30	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_62	POT. MET. BOLTIERE - BERGAMO	2018	400/300/200/100	8,43	120.000	11,87	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_63	POT.DER. PER VARESE	2017	500/300/250/200/150	8,19	-	12,36	FID	IN COSTRUZIONE
RR_64	POT.DER. PER TREZZANO ROSA	2017	250/150/100	2,26	-	2,07	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_65	POT.DER. PER MOZZATE	2017	250/150/100	2,08	-	0,94	FID	INGEGNERIA E PERMESSI

CODICE PROGETTO	DESCRIZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	KM	POTENZIALITÀ IMPIANTO [SMC/H]	COSTO VITA INTERA [Me]	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO
RR_66	POT.DER.ARCO-RIVA DEL GARDA	2018	300	3,32	-	4,19	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_67	MET. MORNICO AL SERIO-TRAVAGLIATO	2019	500	24,84	-	24,37	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_68	POT.ALL.2^ PR.MISSAGLIA	2016	250/150	2,51	-	1,30	FID	IN COSTRUZIONE
RR_69	MET. LAINATE - OLGiate OLONA	2016	500/250/200	14,27	150.000	16,70	FID	IN COSTRUZIONE
RR_70	METANODOTTO DESIO - BIASSONO	2019	500/400/200	6,56	-	7,81	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_71	POT. MET. RUBBIANO-COMO:TR. MUGGIO-DESIO	2016	500	1,98	150.000	4,63	FID	IN COSTRUZIONE
RR_72	POT. ALL. SACCI E OPERE CONNESSE	2017	250/100	4,80	-	4,76	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_73	MET. S.ANDREA APOSTOLO D.I.-CAULONIA	2018	300	51,70	-	47,01	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_74	DIRAMAZIONE PER STILO E BIVONGI	2018	150	4,70	-	2,96	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_75	POT. SPINA PER SALÒ (BS)	2018	300	4,00	-	2,60	NON FID	PIANIFICATO
RR_76	POT. ALL. COMUNE DI GAVIRATE 1A PR.	2019	200	0,27	-	0,30	NON FID	PIANIFICATO
RR_77	POT. GAVI - PIETRALAVEZZARA	2016	250	35,54	10.000	71,35	FID	IN COSTRUZIONE
RR_78	MET. CERMENATE-VERTEMATE-CANTU'	2018	300/150	8,59	50.000	7,16	FID	IN COSTRUZIONE
RR_79	POT. ALL. COMUNI DI ALMÈ E VILLA D'ALMÈ	2018	150	0,02	-	0,76	FID	IN COSTRUZIONE
RR_80	POT. RETE IN COMUNE DI BRESSO (MI)	2017	300	0,09	-	0,97	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_81	POTENZ. RETE DI VAPRIO D'ADDA	2017	200	1,35	-	3,75	FID	IN COSTRUZIONE
RR_82	POT. ALL. CERAMICHE RAGNO DI SASSUOLO	2018	150	0,03	-	0,10	NON FID	PIANIFICATO
RR_83	POT. I.R. N° 158 DI CERNUSCO S/N (MI)	2019	450/900	0,06	50.000	3,51	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_84	POT. ALL. COMUNE DI LAINATE 1A PRESA	2019	300	1,60	-	1,10	NON FID	PIANIFICATO
RR_85	POT. RETE RAVENNA FIUMI UNITI	2018	300/100	9,12	-	8,77	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_86	POT. ALL. 1A PRESA COMUNE DI LIVORNO	2020	400	0,15	-	0,20	NON FID	PIANIFICATO
RR_87	POT. ALL. FIAT V.I. DI BRESCIA	2018	250	0,27	-	0,15	NON FID	PIANIFICATO
RR_88	DERIVAZIONE PER MONTEBELLO J. E MELITO P	2016	400	45,12	-	64,19	FID	IN COSTRUZIONE
RR_89	POT. RETE ANZIO - NETTUNO (RM)	2016	250	9,84	-	8,07	FID	IN COSTRUZIONE
RR_90	POT. SPINA DI POMEZIA (RM)	2019	250/100	5,24	50.000	9,65	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_91	POT. ALL. COM. DI TERNI 4A PR. MARATTA	2019	150	0,42	-	0,32	NON FID	PIANIFICATO
RR_92	POT. DIRAMAZIONE SUD ROSETO	2017	150	2,75	-	1,33	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_93	POT. ALL. COM. DI IMOLA 1A PRESA	2020	200	0,34	-	0,30	NON FID	PIANIFICATO
RR_94	POT. ALL. COM. DI S. LAZZARO 4A PRESA	2020	150	0,24	-	0,16	NON FID	PIANIFICATO
RR_95	POT. ALL. COM. DI NOCETO 1A PRESA	2020	150	0,20	-	0,20	NON FID	PIANIFICATO
RR_96	POT. DER. PER MEDA (MI)	2018	250	0,30	-	0,93	FID	IN COSTRUZIONE
RR_97	POT. ALL. COM. DI CAVARIA CON PREMEZZO	2019	150	0,01	-	0,10	NON FID	PIANIFICATO
RR_98	POT. ALL. COM. DI LEGNANO 2A PRESA	2019	200	0,01	-	0,10	NON FID	PIANIFICATO
RR_99	POT. IMP. DI REG. N° 1007 DI BRIONA	2016	-	0,00	600.000	0,53	FID	IN COSTRUZIONE
RR_100	POT. ALL. COM. CORBETTA (MI)	2020	200	0,29	-	0,20	NON FID	PIANIFICATO



CODICE PROGETTO	DESCRIZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	KM	POTENZIALITÀ IMPIANTO [SMC/H]	COSTO VITA INTERA [Me]	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO
RR_101	MET. CAZZANO SANT'ANDREA - CLUSONE	2020	400	9,00	-	12,00	NON FID	PIANIFICATO
RR_102	POT. ALL. COMUNE DI ARESE	2016	200	0,54	-	0,46	FID	IN COSTRUZIONE
RR_103	POT. ALL. 2A PRESA COMUNE DI SARONNO	2019	200	0,03	-	0,10	NON FID	PIANIFICATO
RR_104	POT. IMP. RID. N° 841 DI MESSINA	2017	-	-	50.000	3,51	FID	IN COSTRUZIONE
RR_105	POT. ALL. COM. DI FONTANELLATO 1A PRESA	2017	200	0,32	-	0,36	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_106	POT. DER. PINEROLO-VILLARPEROSA	2020	600	9,10	-	14,90	NON FID	PIANIFICATO
RR_107	POT. DRIV. PER LODI 1° TRONCO (LO)	2018	200	1,31	-	1,38	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_108	POT. ALL. COMUNE DI SORISOLE (BG)	2016	150	0,31	-	0,39	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_109	POT. ALL. MORETTI E METALLURGICA S. GIOR	2018	200	0,13	-	0,20	NON FID	PIANIFICATO
RR_110	DERIVAZIONE PER REZZATO 2° TRATTO	2020	500/300	3,15	-	5,70	NON FID	PIANIFICATO
RR_111	POT. ALL. COMUNE DI BAREGGIO	2018	200	0,08	-	0,13	NON FID	PIANIFICATO
RR_112	POT. ALL. COM. DI VERGIATE	2020	200	0,11	-	0,11	NON FID	PIANIFICATO
RR_113	POT. ALL. COM. DI CERNUSCO SUL N. 3A PR.	2016	200	0,12	-	0,25	FID	IN COSTRUZIONE
RR_114	POT. RETE DI CREMA	2017	100	1,86	-	2,33	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_115	MET. MONTORFANO - ALBAVILLA	2017	100	1,81	-	1,12	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_116	POT. ALIM. NORD MILANO E OPERE CONNESSE	2020	750	2,00	-	4,00	NON FID	PIANIFICATO
RR_117	POT. ALL. COM. DI BERGAMO 2A PRESA	2016	250	0,50	-	0,41	FID	IN COSTRUZIONE
RR_118	POT. LECCO - MANDELLO TRA PIL 4.1 E 4.2	2020	300	0,45	-	0,36	NON FID	PIANIFICATO
RR_119	POT. ALL. ORI MARTIN DI BRESCIA	2018	200	0,00	-	0,10	NON FID	PIANIFICATO
RR_120	POT. ALL. 1A PRESA COMUNE DI LEGNANO	2019	300	0,01	-	0,10	NON FID	PIANIFICATO
RR_121	POT. RETE DI DESIO	2018	200	0,57	-	0,36	NON FID	PIANIFICATO
RR_122	MET. CORNALETO - CASTELLEONE (CR)	2020	250	10,00	-	6,50	NON FID	PIANIFICATO
RR_123	POT. ALL. COMUNE DI USMATE VELATE	2018	250	0,00	-	0,10	NON FID	PIANIFICATO
RR_124	POT. ALL. BONELLI CHIMICA DI TREVIGLIO	2019	200	0,14	-	0,20	NON FID	PIANIFICATO
RR_125	POT. ALL. COM. DI SAREZZO 3A PRESA (BS)	2019	150	0,01	-	0,10	NON FID	PIANIFICATO
RR_126	POT. ALL. A2A MILANO TRIULZA	2017	750	0,70	500.000	4,87	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_127	POT. IMP. REG. N° 637 VEZZANO LIGURE	2018	-	-	200.000	1,00	NON FID	PIANIFICATO
RR_128	POT. DER. PER GORLA MINORE (VA)	2018	150	0,50	-	0,32	NON FID	PIANIFICATO
RR_129	POT. IMP. RID. N° 837/A DI PRIOLO G.	2016	-	-	65.000	0,09	FID	IN COSTRUZIONE
RR_130	DIRAMAZIONE PER GIOVINAZZO	2016	100	1,36	-	0,41	FID	IN COSTRUZIONE
RR_131	POT. ALL. COMUNE DI VALBREMBO (BG)	2019	150	0,22	-	0,20	NON FID	PIANIFICATO
RR_132	POT. ALL. COMUNE DI MOZZO (BG)	2017	150	0,10	-	0,15	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_133	POT. DER. PER CURNO (BG)	2020	300	1,30	-	0,92	NON FID	PIANIFICATO
RR_134	POT. DERIVAZIONE PER ODERZO	2020	200	5,90	-	3,72	NON FID	PIANIFICATO
RR_135	COLLEG. PIETRAVAIRANO - PIGNATARO M.	2020	600	25,10	450.000	38,83	FID	INGEGNERIA E PERMESSI
RR_136	POT. ALL. AEM DEPOSITO MILANO "MM3"	2020	150	0,11	-	0,20	NON FID	PIANIFICATO
RR_137	POTENZIAMENTO RETE VALLE OLONA	2019	200	0,33	-	0,40	NON FID	PIANIFICATO

CODICE PROGETTO	DESCRIZIONE PROGETTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	KM	POTENZIALITÀ IMPIANTO [SMC/H]	COSTO VITA INTERA [Me]	FID/NON FID	STATO AVANZAMENTO
RR_138	POT. TRATTO VALLE CR 806 SPINA DI CORCHI	2019	150	0,02	-	0,10	NON FID	PIANIFICATO
RR_139	POT. ALL. COM. DI SCANDICCI	2017	200	0,00	-	0,10	NON FID	PIANIFICATO
RR_140	POT. ALL. 4A PRESA COMUNE DI TORINO	2019	400	1,10	-	1,20	NON FID	PIANIFICATO



Allegati

ALLEGATO 6: COORDINAMENTO INTERVENTI ALTRI GESTORI

Nella tabella seguente sono riepilogati gli interventi contenuti negli schemi di Piano ricevuti da altri gestori del sistema di trasporto evidenziando le azioni di coordinamento individuate.

TABELLA 32: ELENCO INTERVENTI ALTRI GESTORI

GESTORE	PROGETTO	SOVRAPPOSIZIONE CON PROGETTI SRG	AZIONI A CURA SRG
INFRASTRUTTURE TRASPORTO GAS	PIOMBINO - ISOLA D'ELBA	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NECESSARI INTERVENTI LOCALIZZATI DA PARTE DI SRG PER LA CREAZIONE DI UN NUOVO PUNTO DI INTERCONNESSIONE PRESSO PIOMBINO. SRG ASSICURA L'ESECUZIONE DEGLI INTERVENTI A VALLE DEGLI IMPEGNI CONTRATTUALI COSÌ COME PREVISTI DAL CODICE DI RETE (CAP. 6).
	BUSO - PALIANO	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	CELLINO - S. MARCO II TRONCO	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	LARINO - CHIETI	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
SOCIETÀ GASDOTTI ITALIA	S. MARCO - RECANATI	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NECESSARI INTERVENTI LOCALIZZATI DA PARTE DI SRG PER LA CREAZIONE DI UN NUOVO PUNTO DI INTERCONNESSIONE PRESSO RECANATI. SRG ASSICURA L'ESECUZIONE DEGLI INTERVENTI A VALLE DEGLI IMPEGNI CONTRATTUALI COSÌ COME PREVISTI DAL CODICE DI RETE (CAP. 6).
	CENTRALE DI COMPRESSIONE AREA DI S. MARCO	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	GLI INTERVENTI INDICATI PER L'INTERCONNESSIONE DEL S. MARCO - RECANATI SONO SUFFICIENTI A GARANTIRE L'OPERATIVITÀ DELLA CENTRALE
	RETE REGIONE SARDEGNA	SRG PRESENTERÀ IL PROGETTO GALSI, SGI PRESENTERÀ UN PROGETTO PER LA METANIZZAZIONE DELL'ISOLA. ENTRAMBI I PROGETTI SONO ANCORA IN FASE PRELIMINARE. I DUE OPERATORI CONCORDANO DI COORDINARSI, CONFORMEMENTE ALLE SCELTE CHE VERRANNO EFFETTUATE AL FINE DI EVITARE SOVRAPPOSIZIONI FRA I PROGETTI. AD ESEMPIO L'EVENTUALE REALIZZAZIONE DEL PROGETTO GALSI IMPLICHEREBBE DI RIVEDERE IL PROGETTO RELATIVO ALLA RETE REGIONALE SARDA DI SGI, ASPETTO CHE SGI STA' GIÀ TENENDO IN CONSIDERAZIONE IN QUESTA FASE.	NESSUNA AZIONE IMMINENTE
	PROGETTI METANODOTTI MINORI	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
GP INFRASTRUTTURE TRASPORTO	NESSUN PROGETTO PREVISTO	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
NETENERGY	NESSUN PROGETTO PREVISTO	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
CMVTG	BERBENNO - CHIURO	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	CHIURO - TEGLIO	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	TEGLIO - TIRANO	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
RETRAGAS	ADEGUAMENTO TECNOLOGICO E POTENZIAMENTO CITY-GATE PASSIRANO (BS)	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	E' GIÀ STATO CONCORDATO TRA SNAM RETE GAS E RETRAGAS UN NUOVO VALORE AGGIORNATO DI CAPACITÀ DI TRASPORTO DA RENDERE DISPONIBILE PRESSO IL PUNTO DI INTERCONNESSIONE DI PASSIRANO, CHE SARÀ RECEPITO NELLA CONVENZIONE IN ESSERE TRA SNAM RETE GAS E RETRAGAS, IN LINEA CON I PROGRAMMI DI SVILUPPO DI RETRAGAS
	ADEGUAMENTO SISTEMA DI MISURA FISCALE CITY-GATE VESTONE (BS)	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	REALIZZAZIONE DORSALE DI COLLEGAMENTO CALCINATO-CASTENEDOLO (BS)	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE

GESTORE	PROGETTO	SOVRAPPOSIZIONE CON PROGETTI SRG	AZIONI A CURA SRG
RETRAGAS	ADEGUAMENTO TECNOLOGICO E POTENZIAMENTO IMPIANTI VESTONE (BS)	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	SNAM RETE GAS È DISPONIBILE A VALUTARE EVENTUALI IMPATTI SULLA PROPRIA RETE UNA VOLTA CHE SARANNO DEFINITE LE CONNOTAZIONI DEL PROGETTO, ANCHE IN RELAZIONE AL POTENZIAMENTO DEL PUNTO DI INTERCONNESSIONE DI BEDIZZOLE
	REALIZZAZIONE DORSALE DI COLLEGAMENTO CASTO - LODRINO (BS)	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	ADEGUAMENTO TECNOLOGICO E POTENZIAMENTO IMPIANTI BEDIZZOLE (BS)	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	SNAM RETE GAS È DISPONIBILE A VALUTARE EVENTUALI IMPATTI SULLA PROPRIA RETE UNA VOLTA CHE SARANNO DEFINITE LE CONNOTAZIONI DEL PROGETTO, ANCHE IN RELAZIONE AL POTENZIAMENTO DEL PUNTO DI INTERCONNESSIONE DI VESTONE.
	REALIZZAZIONE DORSALE AP PIEVE DI BONO (TN)	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	EFFICIENTAMENTO ENERGETICO IMPIANTI PRIMARI RETRAGAS	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	POTENZIAMENTO DORSALE RETE BRESCIA	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	REALIZZAZIONE NUOVA DORSALE PASSIRANO - BRESCIA	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	ADEGUAMENTO TECNOLOGICO E POTENZIAMENTO CITY-GATE RODENGO SAIANO (BS)	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	REALIZZAZIONE DORSALE RETE AP ALTA VALLE GIUDICARIE (TN)	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NECESSITÀ DI REALIZZARE UN NUOVO PUNTO DI INTERCONNESSIONE TRA LA RETE SNAM RETE GAS E LA RETE DI RETRAGAS NEL CASO IN CUI IL PROGETTO DI ESTENSIONE DELLA RETE RETRAGAS PREVEDA ANCHE LA CHIUSURA AD ANELLO CON ULTERIORE PUNTO DI ALIMENTAZIONE DALLA RETE SNAM RETE GAS. SRG ASSICURA L'ESECUZIONE DEGLI INTERVENTI A VALLE DEGLI IMPEGNI CONTRATTUALI COSÌ COME PREVISTI DAL CODICE DI RETE (CAP. 6).
	REALIZZAZIONE ED ATTIVAZIONE STOCCAGGIO GAS "BAGNOLO MELLA"	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	QUALORA IL PROGETTO PREVEDA LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO PUNTO DI INTERCONNESSIONE CON LA RETE SRG, SRG ASSICURA L'ESECUZIONE DEGLI INTERVENTI A VALLE DEGLI IMPEGNI CONTRATTUALI COSÌ COME PREVISTI DAL CODICE DI RETE (CAP. 6).
METANODOTTO ALPINO	POSSIBILE INTERCONNESSIONE CON LA RETE DI TRASPORTO FRANCESE	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	PROGETTO DICHIARATO CON ORIZZONTE DI REALIZZAZIONE A LUNGO TERMINE. SNAM RETE GAS È DISPONIBILE A VALUTARE EVENTUALI IMPATTI SULLA PROPRIA RETE UNA VOLTA CHE SARANNO PIÙ DEFINITE LE CONNOTAZIONI DEL PROGETTO
	POSSIBILE METANIZZAZIONE DEI COMUNI DI EXILLES, CHIOMONTE, GIAGLIONE, VENAUS E NOVALESA (VAL SUSA)	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	PROGETTO DICHIARATO CON ORIZZONTE DI REALIZZAZIONE A LUNGO TERMINE. SNAM RETE GAS È DISPONIBILE A VALUTARE EVENTUALI IMPATTI SULLA PROPRIA RETE UNA VOLTA CHE SARANNO PIÙ DEFINITE LE CONNOTAZIONI DEL PROGETTO
	INTERVENTI DI MIGLIORAMENTO DELLA SICUREZZA E CONTINUITÀ DEL SERVIZIO	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	INTERVENTI DI MANUTENZIONE STRAORDINARIA SULLA CONDOTTA A SEGUITO DI EMERGENZE DI SERVIZIO	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	INTERVENTI DI POTENZIAMENTO DELLA PROTEZIONE CATODICA	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	INTERVENTI DI MANUTENZIONE STRAORDINARIA SU CABINE DI DECOMPRESSIONE	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE
	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO DEI SISTEMI DI MISURA E TELELETTURA	NESSUNA SOVRAPPOSIZIONE	NESSUNA AZIONE



ALLEGATO 7: RISULTATI INDICATORI ECONOMICI

Nelle tabelle seguenti sono riepilogati gli indicatori economici dei progetti di sviluppo del piano 2016-2025.

TABELLA 33: PROGETTI DI SVILUPPO RETE NAZIONALE

CODICE PROGETTO	DESCRIZIONE PROGETTO	NPV [Me]	B/C	IRR [%]	SICUREZZA APPROVVIGIONAMENTO	INTEGRAZIONE DEI MERCATI	COMPETITIVITA'	SOSTENIBILITA'
RN_01	SUPPORTO MERCATO NORD OVEST E FLUSSI BIDIREZIONALI TRANSFRONTALIERI	328	1,5	7,3	X	X		
RN_02	INTERCONNESSIONE CON SLOVENIA	11	3,1	19,2				
RN_03	LINEA ADRIATICA	354	1,3	6,2	X			X
RN_04	POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI NORD EST	330	2,0	12,0	X		X	X
RN_05	ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD	-488	0,7	1,9	X			X
RN_06	GALSI	-171	0,8	2,5	X			X

TABELLA 34: PROGETTI DI SVILUPPO RETE REGIONALE

CODICE PROGETTO	DESCRIZIONE PROGETTO	NPV [Me]	B/C	IRR [%]
RR_62	POT. MET. BOLTIERE - BERGAMO	15,7	2,4	12
RR_63	POT.DER. PER VARESE	1,9	1,2	5
RR_64	POT.DER. PER TREZZANO ROSA	2,3	2,1	10
RR_65	POT.DER. PER MOZZATE	3,9	4,9	19
RR_66	POT.DER.ARCO-RIVA DEL GARDA	3,2	1,7	8
RR_67	MET. MORNICO AL SERIO-TRAVAGLIATO	41,5	2,7	12
RR_68	POT.ALL.2 ^A PR.MISSAGLIA	0,4	1,3	6
RR_69	MET. LAINATE - OLGiate OLONA	3,7	1,2	6
RR_70	METANODOTTO DESIO - BIASSONO	11,5	2,6	13
RR_71	POT. MET. RUBBIANO-COMO:TR. MUGGIO-DESIO	31,9	7,7	25
RR_72	POT. ALL. SACCI E OPERE CONNESSE	-2,8	0,4	-1
RR_73	MET. S.ANDREA APOSTOLO D.I.-CAULONIA	2,2	1,0	4
RR_74	DIRAMAZIONE PER STILO E BIVONGI	5,7	3,3	17
RR_75	POT. SPINA PER SALÒ (BS)	5,7	3,3	16,7
RR_76	POT. ALL. COMUNE DI GAVIRATE 1A PR.	3,7	15,1	36
RR_77	POT. GAVI - PIETRALAVEZZARA	49,6	1,7	9
RR_78	MET. CERMENATE-VERTEMATE-CANTU'	4,5	1,6	8
RR_79	POT. ALL. COMUNI DI ALMÈ E VILLA D'ALMÈ	1,3	2,7	12
RR_80	POT. RETE IN COMUNE DI BRESCO (MI)	1,2	2,2	10
RR_81	POTENZ. RETE DI VAPRIO D'ADDA	34,5	42,6	10
RR_82	POT. ALL. CERAMICHE RAGNO DI SASSUOLO	5,9	65,6	58
RR_83	POT. I.R. N° 158 DI CERNUSCO S/N (MI)	14,1	5,2	18
RR_84	POT. ALL. COMUNE DI LAINATE 1A PRESA	1,0	2,0	11
RR_85	POT. RETE RAVENNA FIUMI UNITI	6,1	1,7	9
RR_86	POT. ALL. 1A PRESA COMUNE DI LIVORNO	4,6	28,4	45
RR_87	POT. ALL. FIAT V.I. DI BRESCIA	10,1	71,4	59,1
RR_88	DERIVAZIONE PER MONTEBELLO J. E MELITO P	19,0	1,3	6
RR_89	POT. RETE ANZIO - NETTUNO (RM)	16,7	3,0	15
RR_90	POT. SPINA DI POMEZIA (RM)	0,6	1,1	4
RR_91	POT. ALL. COM. DI TERNI 4A PR. MARATTA	12,1	43,5	51
RR_92	POT. DIRAMAZIONE SUD ROSETO	11,3	9,2	28
RR_93	POT. ALL. COM. DI IMOLA 1A PRESA	15,0	60,3	56
RR_94	POT. ALL. COM. DI S. LAZZARO 4A PRESA	7,1	53,6	54
RR_95	POT. ALL. COM. DI NOCETO 1A PRESA	5,6	34,6	48
RR_96	POT. DER. PER MEDA (MI)	0,0	1,0	4
RR_97	POT. ALL. COM. DI CAVARIA CON PREMEZZO	3,9	46,1	53

CODICE PROGETTO	DESCRIZIONE PROGETTO	NPV [Me]	B/C	IRR [%]
RR_98	POT. ALL. COM. DI LEGNANO 2A PRESA	0,8	10,1	31
RR_99	POT. IMP. DI REG. N° 1007 DI BRIONA	105,5	198,4	72
RR_100	POT. ALL. COM. CORBETTA (MI)	15,9	94,5	63
RR_101	MET. CAZZANO SANT'ANDREA - CLUSONE	0,7	1,1	5
RR_102	POT. ALL. COMUNE DI ARESE	7,8	16,6	34
RR_103	POT. ALL. 2A PRESA COMUNE DI SARONNO	3,9	46,3	53
RR_104	POT. IMP. RID. N° 841 DI MESSINA	3,5	2,0	10
RR_105	POT. ALL. COM. DI FONTANELLATO 1A PRESA	0,4	2,2	12
RR_106	POT. DER. PINEROLO-VILLARPEROSA	5,1	1,4	7
RR_107	POT. DRIV. PER LODI 1° TRONCO (LO)	1,5	2,1	11
RR_108	POT. ALL. COMUNE DI SORISOLE (BG)	1,5	4,7	21
RR_109	POT. ALL. TI MORETTI E METALLURGICA S.GIOR	3,1	17,7	38
RR_110	DERIVAZIONE PER REZZATO 2° TRATTO	21,6	5,6	23
RR_111	POT. ALL. COMUNE DI BAREGGIO	4,3	37,2	49
RR_112	POT. ALL. COM. DI VERGIATE	16,6	181,5	74
RR_113	POT. ALL. COM. DI CERNUSCO SUL N. 3A PR.	20,7	80,6	55
RR_114	POT. RETE DI CREMA	0,4	1,2	5
RR_115	MET. MONTORFANO - ALBAVILLA	3,5	4,0	18
RR_116	POT. ALIM. NORD MILANO E OPERE CONNESSE	18,9	6,7	25,1
RR_117	POT. ALL. COM. DI BERGAMO 2A PRESA	10,4	25,5	42
RR_118	POT. LECCO - MANDELLO TRA PIL 4.1 E 4.2	2,2	8,3	28
RR_119	POT. ALL. ORI MARTIN DI BRESCIA	10,6	118,3	68
RR_120	POT. ALL. 1A PRESA COMUNE DI LEGNANO	22,3	261,6	81
RR_121	POT. RETE DI DESIO	1,5	5,4	23
RR_122	MET. CORNALETO - CASTELLEONE (CR)	5,6	2,0	11
RR_123	POT. ALL. COMUNE DI USMATE VELATE	1,4	16,9	38
RR_124	POT. ALL. BONELLI CHIMICA DI TREVIGLIO	2,7	16,3	37
RR_125	POT. ALL. COM. DI SAREZZO 3A PRESA (BS)	1,1	14,0	35
RR_126	POT. ALL. A2A MILANO TRIULZA	50,7	11,7	31
RR_127	POT.IMP.REG. N° 637 VEZZANO LIGURE	31,2	35,3	48
RR_128	POT. DER. PER GORLA MINORE (VA)	1,3	5,3	22
RR_129	POT. IMP. RID. N° 837/A DI PRIOLO G.	7,4	80,3	59
RR_130	DIRAMAZIONE PER GIOVINAZZO	23,6	53,0	241
RR_131	POT. ALL. COMUNE DI VALBREMBO (BG)	0,9	6,3	24
RR_132	POT. ALL. COMUNE DI MOZZO (BG)	1,9	13,9	35
RR_133	POT. DER. PER CURNO (BG)	11,4	15,5	36
RR_134	POT. DERIVAZIONE PER ODERZO	26,6	9,4	30
RR_135	COLLEG. PIETRAVAIRANO - PIGNATARO M.	41,8	2,3	12
RR_136	POT. ALL. AEM DEPOSITO MILANO "MM3"	0,9	6,5	25
RR_137	POTENZIAMENTO RETE VALLE OLONA	3,6	11,2	32
RR_138	POT. TRATTO VALLE CR 806 SPINA DI CORCHI	3,2	38,5	50
RR_139	POT. ALL. COM. DI SCANDICCI	6,3	66,8	58
RR_140	POT. ALL. 4A PRESA COMUNE DI TORINO	20,3	20,2	40



Glossario

Abbreviazione	Definizione
AAEGSI	L'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico
ENTSOG	Rete europea di gestori del sistema di trasporto del gas
FID	Decisione finale di investimento
ITGI	Interconnector Turchia-Grecia-Italia
MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico italiano
PIC	Progetto di interesse comune
Piano	Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale di Snam Rete Gas
TAP	Gasdotto Trans-Adriatico
TSO	Gestore della rete di trasporto
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
SEN	Strategia Energetica Nazionale



SNAM RETE GAS

A cura di
Snam Rete Gas

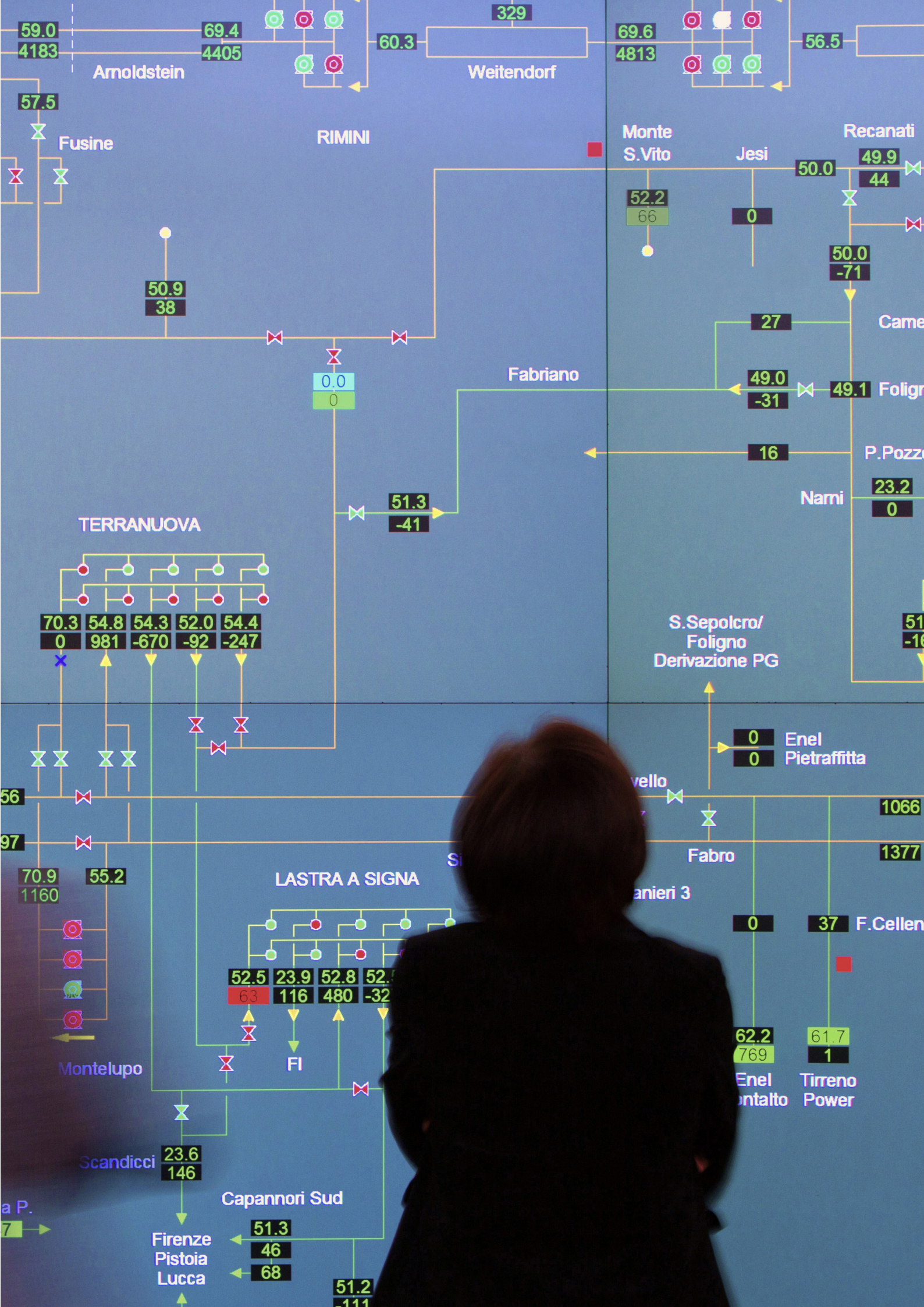
Progetto grafico
Inarea
Impaginazione
Engitel

Stampa
Periskop
Stampato su carta ecologica:
Fedrigoni Symbol Freelifa

Per informazioni rivolgersi a
Snam Rete Gas S.p.A
Piazza Santa Barbara, 7
20097 San Donato Milanese (MI)
Website: www.snamretegas.it

Ottobre 2016







La rete che rispetta il futuro.