

SNAM RETE GAS

Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2023-2032

PENSIERO SOSTENIBILE



Energy to inspire the world

SNAM RETE GAS

Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2023-2032

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



Energy to inspire the world

La nostra ambizione: infrastrutture energetiche per un futuro sostenibile

Ogni giorno lavoriamo per dare energia al Paese, garantendo forniture stabili grazie ad un'infrastruttura solida e sicura. Ci occupiamo di trasporto, dispacciamento, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale e di attività connesse alla transizione energetica in Italia e in Europa.

Affianchiamo le parti sociali e industriali e nel tempo abbiamo costruito relazioni basate sulla fiducia grazie alle nostre competenze consolidate, alle nostre tecnologie innovative e alla sicurezza della nostre rete.

Non operiamo solo all'interno del settore dell'energia, ma contribuiamo a migliorarlo offrendo servizi integrati.

La sostenibilità è la nostra strategia di lungo periodo, verso un futuro a zero emissioni.

Rigeneriamo i territori in cui operiamo creando valore per le comunità locali e tutelando la biodiversità.

Supportiamo ed educiamo ad una transizione giusta, assicurandoci che l'energia sia sostenibile non solo a livello ambientale, ma anche economico.

Sosteniamo lo sviluppo del Paese facendo leva sulle competenze delle nostre persone. Con loro, rispondiamo ad un mondo che cambia con soluzioni sempre più innovative, che uniscono nuove tecnologie ed esperienze consolidate, verso forniture multi-molecolari.

Abbiamo già tutto ciò che serve per trasportare l'energia di domani.





Executive summary

Il Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale (di seguito Piano) è lo strumento di programmazione infrastrutturale di Snam Rete Gas, elaborato coerentemente con la strategia presentata al mercato ed agli stakeholder in continuità con i piani di sviluppo predisposti negli anni precedenti e comunicati alle istituzioni ed ai soggetti interessati, secondo le disposizioni del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

Il Piano ha come obiettivo principale quello di favorire lo sviluppo e l'adeguamento della rete di trasporto, affinché essa continui a rappresentare un asset di riferimento per il sistema energetico del Paese, consolidando la propria centralità nel garantire un approvvigionamento di energia sicuro, flessibile e competitivo, contribuendo al contempo alla riduzione delle emissioni. In particolare, il Piano è stato elaborato in coerenza con l'evoluzione attesa del mercato e mira a cogliere gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti, di integrazione tra mercati a livello europeo, di sviluppo della liquidità del mercato italiano del gas e di decarbonizzazione dei consumi energetici.

Il Piano descrive i principali progetti infrastrutturali di sviluppo e di mantenimento (di seguito "progetti" o "interventi") della rete di trasporto nazionale e regionale di Snam Rete Gas individuati nel processo di pianificazione aziendale anche attraverso specifiche schede di progetto riferite ai singoli interventi riportate in Allegato.

Rispetto alla precedente edizione del Piano, sono stati elaborati contenuti specifici dedicati ai progetti di connessione alla rete di trasporto degli impianti di produzione di biometano nonché in merito alla determinazione di indicatori ritenuti significativi ai fini di supportare gli interventi di mantenimento e sostituzione per sicurezza in coerenza con la metodologia di "Asset Health" sviluppata dalla Società.

In continuità con il precedente Piano sono inoltre descritte le esigenze e le logiche di intervento nel contesto della transizione energetica nonché gli

interventi previsti per avviare la trasformazione della rete di trasporto del gas naturale in una rete multi-vettoriale, in grado di trasportare indifferentemente gas naturale e idrogeno, per rispondere alle sfide della transizione energetica ed accelerare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Viene anche rappresentato il progetto per la realizzazione di una rete di trasporto della CO₂, sviluppato nell'ambito dell'iniziativa di Carbon Capture and Storage (CCS) a cui Snam partecipa insieme ad altri partner industriali di rilevanza internazionale.

Nel Piano sono infine descritte ulteriori iniziative aventi carattere particolarmente innovativo e volte a supportare la transizione energetica.

Le iniziative riportate nel presente Piano sono state elaborate coerentemente con:

- Il quadro legislativo e regolatorio europeo e nazionale;
- La proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC);
- Il Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto europea elaborato da ENTSOG (c.d. TYNDP);
- Gli scenari energetici nazionali di sviluppo e decarbonizzazione, riportati nei Documenti di Descrizione degli Scenari (DDS 2022 e DDS 2023) elaborati congiuntamente con l'operatore di trasmissione elettrica;
- La strategia aziendale di Snam;
- Le iniziative di soggetti terzi riportate nelle schede di progetto come pervenute nell'ambito del processo di raccolta delle informazioni e dei dati per l'elaborazione del Piano.

Complessivamente il Piano considera oltre 3000 progetti relativi a circa 3.000 km e circa 270 MW di capacità di compressione ed un investimento complessivo di circa 15,8 b€ nell'orizzonte considerato. Inoltre il Piano consentirà un abbattimento di emissioni di CO₂ fino a 43 Mton/a.

Capitoli del Piano

01

LA PIANIFICAZIONE DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE

Il primo capitolo descrive il processo di pianificazione della rete di trasporto gas, il quadro legislativo e regolatorio di riferimento e gli stakeholders coinvolti.

04

ESIGENZE E LOGICHE DI INTERVENTO

Il quarto capitolo descrive le necessità e le logiche di intervento sul sistema di trasporto del gas naturale in relazione all'evoluzione attesa degli scenari.

07

I BENEFICI PER IL SISTEMA PAESE

Il settimo capitolo descrive i benefici che i progetti e le iniziative del Piano apportano al sistema energetico italiano e la metodologia utilizzata per effettuare le Analisi Costi Benefici.

02

IL SISTEMA INFRASTRUTTURALE GAS

Il secondo capitolo descrive il sistema infrastrutturale gas nel contesto europeo ed italiano e le caratteristiche della rete di trasporto del gas naturale in Italia.

05

INTERVENTI SULLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE

Il quinto capitolo descrive la spesa complessiva e i principali progetti previsti nel Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas.

03

SCENARI ENERGETICI

Il terzo capitolo richiama gli scenari di evoluzione della domanda e offerta di gas naturale in Italia, utilizzati ai fini della valutazione degli interventi mediante Analisi Costi Benefici.

06

INTERVENTI PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA

Il sesto capitolo descrive lo sviluppo della rete di trasporto dell'idrogeno e della rete CO₂ nella prospettiva della transizione energetica.

Indice

Executive summary	5	3 Scenari energetici	44
Capitoli del Piano	6	3.1 Contesto internazionale e scenari energetici	46
1 Il processo di pianificazione	12	3.2 Consuntivi di domanda e offerta di gas in Italia	49
1.1 Contesto e quadro Legislativo e Regolatorio	15	3.2.1 Consumi primari energetici in Italia	49
1.1.1 Disposizioni comunitarie	15	3.2.2 Domanda di gas naturale	50
1.1.2 Disposizioni nazionali	18	3.2.3 Offerta di gas naturale	52
1.1.3 Evoluzioni del quadro normativo per il biometano	19	3.2.4 Capacità di trasporto	54
1.1.4 Evoluzioni del quadro normativo per le reti multivettoriali	20	3.3 Gli scenari nel Piano di sviluppo: scenari congiunti Snam-Terna	60
1.2 Framework di riferimento per la predisposizione del Piano	22	3.3.1 Contesto macroeconomico e commodity negli scenari	60
1.2.1 Perimetro del Piano	22	3.3.2 Domanda e offerta di gas nel periodo 2022-2040	61
1.2.2 Obiettivi del Piano Decennale	23	3.3.3 Domanda di punta	64
1.2.3 Criteri di definizione del Piano Decennale	24	3.4 Coerenza scenari di domanda con altri scenari italiani ed europei	66
1.2.4 Processo di elaborazione del Piano Decennale	25	4 Esigenze e logiche di intervento	68
1.3 Stakeholders engagement	26	4.1 Piano della capacità di trasporto	70
1.3.1 Altri TSO e Utenti della Rete	28	4.2 Procedure e capacità incrementale	72
1.3.2 Coordinamento con gli altri operatori	28	4.3 Esigenze di sviluppo della capacità di trasporto	74
1.3.3 Istituzioni nazionali ed europee	29	4.4 Mantenimento e sostituzione della rete di trasporto	74
1.3.4 Altri stakeholders	29	4.5 Connessione degli impianti biometano	79
2 Il sistema infrastrutturale gas	30	4.6 La rete di trasporto multivettoriale	81
2.1 Contesto Europeo	32		
2.1.1 Le infrastrutture gas europee	32		
2.1.2 Priorità europee e progetti di interesse comune (PIC)	34		
2.2 Contesto Italiano	37		
2.2.1. La rete di trasporto di Snam Rete Gas	37		
2.2.2 Altre reti di trasporto	41		
2.2.3 Stoccaggio	42		
2.2.4 Rigassificazione	42		

5 Interventi sulla rete di trasporto del gas naturale

5.1 Dimensione degli interventi	84
5.2 Criteri di progettazione e tutela dell'ambiente	86
5.3 Interventi di Sviluppo	88
5.3.1 Sviluppo – Progetti di Rete Nazionale	88
5.3.2 Sviluppo – Progetti di Rete Regionale	94
5.3.3 Progetti di allacciamento	96
5.3.4 Progetti di connessione di impianti biometano	97
5.4 Interventi di sostituzione e sicurezza	101
5.4.1 Indicatori Asset Health	102
5.4.2 Sostituzione e sicurezza – Progetti di Rete Nazionale e Regionale	104
5.5 Interventi di mantenimento	107
5.6 Altri interventi	108
5.7 Virtual Pipeline Sardegna	108
5.8 Coerenza con Piano Decennale ENTSOG	109

6 Interventi per la transizione energetica

6.1 Integrazione dell'idrogeno con le infrastrutture di trasporto esistenti	112
6.2 Scenari di domanda e produzione di idrogeno	113
6.3 Il ruolo dello stoccaggio di idrogeno	114

6.4 Il disegno della rete di trasporto dell'idrogeno	116
6.4.1 Impatti sulla rete di trasporto del gas naturale	118
6.4.2 La rete di trasporto europea	118

6.5 Blending H2 nella rete di trasporto gas naturale	120
6.5.1 Sector Coupling con elettrolizzatori "Network Related Function"	121
6.6 Il ruolo della cattura e dello stoccaggio di anidride carbonica	122
6.6 Il disegno della rete di trasporto di anidride carbonica	123

7 I benefici per il sistema Paese

7.1 Benefici del sistema gas	126
7.1.1 Principali sviluppi infrastrutturali sottesi al Piano	127
7.2 Metodologia ACB	128
7.2.1 Scenari di domanda	128
7.2.2 Assunzioni	128
7.3 Determinazione dei benefici	129
7.3.1 Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Nazionale	129
7.3.2 Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Regionale	131
7.3.3 Programmi di simulazione	132
7.4 Determinazione dei costi	135

Legenda acronimi

Acronimo	Descrizione acronimo
ACB	Analisi Costi Benefici
ARERA	Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
BSmc	Miliardi di Standard metri cubi
CO2	Anidride Carbonica
CCS	Carbon Capture and Storage
FSRU	Floating Storage and Regassification Unit
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GWh	Gigawattora (Miliardi di Wattora=Milioni di Kilowattora)
GRIP	Gas Regional Investment Plan
H2	Idrogeno
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
MSmc	Milioni di Standard Metri Cubi
MWh	Megawattora (Milioni di Wattora=migliaia di Kilowattora)
PCI	Potere Calorifico Inferiore
PCS	Potere Calorifico Superiore
PIC	Progetto di interesse comune
Smc	Standard metri cubi
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattora (Mille Miliardi di Wattora=Miliardi di Kilowattora)
TYND	Ten Years Development Plan (Piano Decennale ENTSOG)

Indice figure e tabelle

Indice delle figure

Figura 1: Obiettivi e fasi di ascolto degli stakeholder	25
Figura 2: Principali stakeholder Snam Rete Gas	26
Figura 3: Corridoi gas prioritari	32
Figura 4: Corridoi Prioritari Idrogeno	33
Figura 5: Snam Rete Gas – Infrastruttura di rete	36
Figura 6: Supply Europa	42
Figura 7: Conferimenti e flussi fisici PdE del sud Italia (MSmc/g)	51
Figura 8: Conferimenti e flussi fisici PdE Tarvisio (MSmc/g)	52
Figura 9: Conferimenti e flussi fisici PdE GNL (MSmc/g)	52
Figura 10: Conferimenti e flussi fisici PdU Nord Italia (MSmc/g)	52
Figura 11: Offerta scenari 2030 [BSmc]	55
Figura 12: Offerta scenari 2040 [BSmc]	55
Figura 13: Configurazione importazioni e flussi di gas naturale 2019 - 2023	63
Figura 14: Incremento eventi estremi 2010-2022 (Osservatorio Nazionale CittàClima)	66
Figura 15: Eventi totali per categoria 2010-2022 (Osservatorio Nazionale Città Clima)	66
Figura 16: Mappa del rischio climatico (Osservatorio Nazionale CittàClima di Legambiente)	67
Figura 17: Principali progetti della rete gas nell'arco temporale del Piano	71
Figura 18: Richieste di allacciamento di impianti biometano gestite e accettate	84
Figura 19: Impianti biogas prossimi alla rete Snam, aggregabili o oltre ad 1 km	85
Figura 20: Backbone Italiana per il trasporto di H2	97
Figura 21: European Hydrogen Backbone	100

Indice delle Tabelle

Tabella 1: Progetti di interesse comune	34
Tabella 2: Lunghezza della rete di trasporto di Snam Rete Gas	37
Tabella 3: Disponibilità energetica lorda per fonte (include bunkeraggi marittimi e aviazione internazionali).	44
Tabella 4: Domanda di gas in Italia per usi finali.	45
Tabella 5: Utilizzo della rete nel periodo 2019-2023	47
Tabella 6: Capacità del trasporto gas in import	48
Tabella 7: Capacità di trasporto in export	49
Tabella 8: Capacità massime utilizzate nel periodo 2019-2022	49
Tabella 9: Capacità massime impegnate nel periodo 2019-2023	50
Tabella 10: Prezzi commodities e CO2 elaborati negli scenari Snam-Terna del DDS 2022 e considerati anche per gli scenari Snam del presente documento (c.d., F55+, DE-IT+ e GA-IT+) e per gli scenari PNIEC (REFERENCE e POLICY) per i rispettivi orizzonti temporali.	53
Tabella 11: Proiezioni di domanda di gas naturale e gas verdi in Italia.	54
Tabella 12: Domanda giornaliera di gas in condizione di freddo eccezionale (picco)	56
Tabella 13: Domanda giornaliera di gas media estiva (fuori picco)	57
Tabella 14: Capacità continua di importazione 2023 – 2040	59
Tabella 15: Capacità continua di esportazione 2023 – 2040	60
Tabella 16: Spesa prevista nel Piano [M€]	70
Tabella 17: Principali Progetti di Sviluppo di Rete Nazionale	73
Tabella 18: Principali Progetti di Sviluppo di Rete Regionale a Piano	81
Tabella 19: Progetti sostituzione di rete nazionale	89
Tabella 20: Progetti sostituzione di rete regionale	90
Tabella 21: Progetti entrati in esercizio rispetto al precedente Piano	90
Tabella 22: Progetti di mantenimento per continuità di esercizio	91

01

Il processo di pianificazione





Il presente documento descrive il piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale di Snam Rete Gas (di seguito “Piano Decennale” o “Piano”).

Il piano decennale è lo strumento deputato a proporre alle Istituzioni preposte interventi efficaci atti a garantire l’adeguatezza del sistema di trasporto e la sicurezza di approvvigionamento del Paese, tenendo conto al contempo dell’economicità degli investimenti e della tutela dell’ambiente. Ne consegue che il Piano, elaborato da ogni operatore del trasporto, costituisce un importante strumento di pianificazione per il sistema gas ed energetico nazionale.

Nel presente capitolo viene rappresentato il quadro legislativo e regolatorio ed il contesto di riferimento per l’elaborazione del Piano con una descrizione del perimetro del documento, oltre che degli obiettivi e dei criteri che sono alla base della pianificazione infrastrutturale di Snam Rete Gas. Viene infine descritto il processo tramite il quale vengono coinvolti tutti i principali stakeholder della rete di trasporto del gas.

Il Piano è stato elaborato in continuità con i piani di sviluppo prodotti da Snam Rete Gas negli anni precedenti e condivisi con le istituzioni e i soggetti interessati, secondo le disposizioni del contesto legislativo e regolatorio, dando anche evidenza di possibili ulteriori aree di intervento rispetto a quanto già definito sulla base degli investimenti attualmente approvati dalla Società. L’effettiva realizzazione delle infrastrutture descritte nel perimetro del Piano corrente è subordinata alla decisione d’investimento di Snam Rete Gas e al contesto regolatorio e contrattuale.



1.1

Contesto e quadro Legislativo e Regolatorio

L'elaborazione del Piano Decennale è un adempimento previsto dalla normativa comunitaria europea che è stata declinata nella normativa nazionale con il D. Lgs. 93/2011. I requisiti minimi per la predisposizione del Piano sono stati ulteriormente specificati dall'Autorità con la Deliberazione n. 468/2018/R/gas e s.m.i..

Sulla base delle disposizioni legislative vigenti, il Piano Decennale di sviluppo della rete di trasporto gas viene aggiornato annualmente.

1.1.1 Disposizioni comunitarie

La normativa comunitaria di riferimento per la predisposizione dei Piani Decennali di sviluppo della rete di trasporto gas è rappresentata dai seguenti provvedimenti:

- Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, relativa a norme comuni per il mercato del gas naturale;
- Regolamento (CE) n. 715/2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale;
- Regolamento (UE) n. 2017/1938, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il Regolamento UE n. 994/2010;
- Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo e del Consiglio, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga il Regolamento (UE) n. 347/2013.

Pur non essendo di per sé una disposizione legislativa, nell'ambito del presente documento ricopre particolare rilevanza la Comunicazione COM (2022) 230 del 18 maggio 2022, c.d. "REPower EU", che costituisce il piano lanciato dalla Commissione Europea in risposta alle sfide energetiche e climatiche determinate dallo scoppio del conflitto russo-ucraino. A livello nazionale, l'importanza di tale iniziativa è testimoniata anche dai progetti inclusi nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), appositamente modificato con l'introduzione di una specifica sezione di progetti legati al REPower EU.

Direttiva n. 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio

La Direttiva stabilisce norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale. In particolare, definisce le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni nonché la gestione dei sistemi. L'articolo 22 della Direttiva "Sviluppo della rete e ai poteri decisionali in materia di investimenti", stabilisce che i gestori dei sistemi di trasporto indipendenti siano tenuti a trasmettere annualmente, previa consultazione di tutti i soggetti interessati, un Piano decennale di sviluppo della rete basato sulla domanda e sull'offerta esistenti e previste. Tale piano di sviluppo della rete deve contenere misure efficaci atte a garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza di approvvigionamento.

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 una scadenza per tutti i progetti di investimento.

L'Autorità di regolamentazione (i) consulta tutti gli utenti, attuali e potenziali, (ii) valuta se il Piano contempli tutti i fabbisogni di investimento individuati nella consultazione e la coerenza con il Piano Decennale di sviluppo della Rete Europea di Gestori di Sistemi di Trasporto del Gas (ENTSOG), (iii) controlla e valuta l'attuazione del Piano.

Al fine di allineare la regolamentazione del mercato del gas con gli attuali obiettivi di decarbonizzazione, in particolare il target di riduzione delle emissioni del 55% al 2030, la Commissione ha elaborato una proposta di revisione del "Terzo Pacchetto Gas" (Direttiva N. 2009/73 e Regolamento N. 715/2009), pubblicata il 15 dicembre 2021¹ contenente misure finalizzate a definire un quadro legislativo e regolatorio che consenta di decarbonizzare i mercati del gas, promuovere lo sviluppo dei gas verdi e in particolare l'idrogeno nonché ridurre le emissioni di metano. L'iter legislativo di adozione di tale pacchetto di proposte è in fase di finalizzazione a livello comunitario.

Regolamento n. 715/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio

Il Regolamento è volto a definire norme non discriminatorie in relazione alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale, a facilitare lo sviluppo di un mercato all'ingrosso trasparente ed efficiente caratterizzato da un elevato livello di sicurezza dell'approvvigionamento e a fornire meccanismi per armonizzare le norme di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di gas.

In particolare, il Regolamento ha previsto la costituzione dell'associazione "European Network of Transmission

System Operators for Gas" (ENTSOG) stabilendo che la stessa adotti ogni due anni un Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete decennale a livello europeo (Ten-Year Network Development Plan - TYNDP), che descriva anche le prospettive europee sull'adeguatezza dell'approvvigionamento.

Il TYNDP si basa sui piani di investimento nazionali, tenendo conto degli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee, ovvero dei cosiddetti Progetti di Interesse Comune ("PIC").

L'Allegato del Regolamento fornisce disposizioni in materia di gestione della congestione contrattuale e prevede l'introduzione di forme di assegnazione dell'eventuale capacità supplementare disponibile per effetto dell'applicazione di una delle procedure di gestione delle congestioni.

Anche il Regolamento N. 715/2009 è oggetto di modifica e integrazione nell'ambito del processo di revisione del "Terzo Pacchetto Gas".

Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio

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

Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo e del Consiglio

Il Regolamento (UE) 2022/869 (c.d. "nuove TEN-E"), che abroga il precedente Regolamento (UE) 347/2013, definisce il processo e i criteri di selezione dei Progetti di Interesse Comune a livello europeo (PIC o PCI – Project of Common Interest), introducendo anche la categoria dei Progetti di interesse reciproco (PMI- Project of Mutual Interest), riferiti a iniziative promosse dall'Unione Europea in cooperazione con Paesi terzi. Il nuovo Regolamento TEN-E ha previsto una revisione delle infrastrutture energetiche prioritarie, alla luce dei nuovi obiettivi di politica climatica ed energetica ("Green Deal europeo"), focalizzandosi sui nuovi vettori energetici (i.e. idrogeno) e sulle c.d. "Smart Gas Grids".

¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/IP_21_6682

Il nuovo Regolamento ammette per progetti finalizzati al trasporto di gas naturale sufficientemente maturi la possibilità di mantenere lo status di PIC per ulteriori 4 anni (sia in relazione a specifici diritti e obblighi²) solo se inclusi nel quinto elenco PIC dell'Unione³.

Il Regolamento introduce ex-novo le categorie infrastrutturali dell'idrogeno (reti, stoccaggi e impianti di ricezione) e degli elettrolizzatori con funzione attinente alla rete ("network-related function"), oltre a confermare la categoria CO2 estendendola anche agli stoccaggi.

Anche i corridoi e le aree tematiche prioritarie alla base del processo di individuazione dei PIC sono stati aggiornati in ragione della revisione delle categorie di infrastrutture ammissibili.

Il Regolamento dispone altresì che i PIC siano parte integrante dell'ultimo Piano decennale di sviluppo delle reti (TYNDP) elaborato da ENTSOG, così come i progetti che intendono candidarsi per la selezione alla lista successiva. Il processo di costituzione delle liste dei PIC continua ad avvenire su base biennale e anche per i progetti già selezionati è previsto sia ripetuto il processo, al fine di confermare la sussistenza dei requisiti di rilevanza comunitaria.

Piano REPower EU e progetti PNRR

In risposta alle difficoltà del mercato energetico causate dallo scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina, la Commissione europea ha lanciato nel maggio 2022 il Piano REPower EU, con l'obiettivo di diversificare l'approvvigionamento energetico europeo, promuovere misure di efficienza energetica e far incrementare la quota di domanda energetica coperta da produzioni rinnovabili o a basso contenuto di carbonio.

In relazione al primo dei tre obiettivi, il Piano europeo individua tra le infrastrutture essenziali alcune opere incluse in questo Piano (i.e. Linea Adriatica⁴).

In tale ambito il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) italiano trasmesso alla Commissione Europea per valutazione è stato integrato con uno specifico capitolo riferito al REPower EU in cui trovano collocazione alcune delle iniziative descritte nel presente documento, funzionali alla diversificazione delle fonti energetiche, l'interconnessione e la sicurezza dei mercati europei e lo sviluppo di risorse rinnovabili.

La normativa di riferimento in ambito nazionale è costituita prevalentemente dai seguenti provvedimenti di natura legislativo – regolatoria:

- Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e s.m.i.
- Delibera 468/2018/R/gas e s.m.i.
- Delibera 195/2022/R/gas.

2 I diritti e gli obblighi temporaneamente estesi per i PCI gas della 5° lista sono quelli inclusi nel Capo III del Regolamento, afferenti al "Rilascio delle autorizzazioni e partecipazione del pubblico".

3 È prevista inoltre una deroga per i progetti gas con Paesi Membri non ancora interconnessi alla rete transeuropea, quali Malta e Cipro.

4 Comunicazione COM (2022) 230 del 18 maggio 2022, Annex 3: "Further supplies to the region could come through full scale TAP expansion, but upgrading TAP would require accelerated additional infrastructure investments in the Italian transmission grid (Adriatica Line and Matagiola – Massafra pipeline which are PCI projects on the 5th PCI list). If the Italian transmission network is reinforced, it would enable increased flows from the South to the North of Italy which would be relevant for additional flows from TAP, EastMed, and Northern Africa."

1.1.2 Disposizioni nazionali

La normativa di riferimento in ambito nazionale relativamente alla predisposizione dei piani decennali di sviluppo è costituita prevalentemente dai seguenti provvedimenti di natura legislativo – regolatoria:

- Il Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e s.m.i., in recepimento delle disposizioni comunitarie previste dal “Terzo Pacchetto energia”;
- La Delibera 468/2018/R/gas e s.m.i., che definisce le disposizioni per la consultazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e l’approvazione dei requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l’analisi costi-benefici degli interventi;
- La Delibera 195/2022/R/gas recante le disposizioni per la definizione di una metodologia di valutazione dello stato di salute delle infrastrutture di trasporto del gas naturale.

Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93 così come modificato dalla Legge n. 115 del 29 luglio 2015

Il decreto traspone nell’ordinamento legislativo nazionale le norme della Direttiva Europea 2009/73/EC.

In particolare, l’articolo 16 dispone che il gestore della rete di trasporto trasmetta annualmente all’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e al MASE il Piano Decennale di sviluppo della rete contenente gli interventi necessari per garantire l’adeguatezza del sistema e la sicurezza degli approvvigionamenti. Il medesimo articolo attribuisce inoltre all’Autorità il compito di predisporre uno schema di piano decennale di riferimento con le relative informazioni e requisiti necessari.

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 ivi inclusa la interconnessione tra Italia e Centro Europa attraverso il gasdotto in territorio svizzero.

Delibera 468/2018/R/gas e s.m.i

La delibera definisce le “disposizioni per la consultazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e approvazione di requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l’analisi costi-benefici degli interventi”. All’interno della delibera vengono indicate le disposizioni per la consultazione dei piani decennali, i requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l’analisi dei costi – benefici dei progetti, l’elenco dei documenti propedeutici alla predisposizione del Piano e quelli da includere all’interno del piano stesso, le modalità di coordinamento con gli altri gestori del sistema di trasporto.

Nel corso del 2023 la delibera è stata oggetto di aggiornamento con i seguenti provvedimenti:

- **Delibera 122/2023/R/gas** che introduce modifiche in materia di i) criteri di valutazione dei Piani; ii) coordinamento tra imprese di trasporto e di distribuzione per lo sviluppo delle reti in aree di nuova metanizzazione e iii) requisiti informativi relativamente agli interventi di sostituzione sulla base degli indicatori di cui alla

metodologia Asset Health elaborata da Snam Rete Gas ai sensi della delibera 195/2022/R/gas. La delibera prevede inoltre che l’impresa maggiore di trasporto possa presentare all’Autorità proposte di modifica dei criteri applicativi per le analisi costi-benefici, previa consultazione con i soggetti interessati.

- **Delibera 220/2023/R/gas** che disciplina in particolare la predisposizione di una procedura indicante i criteri di ottimizzazione delle connessioni degli impianti di biometano alle reti gas (comprese le reti di distribuzione) nonché di un documento ricognitivo complementare al Piano, contenente la mappatura delle disponibilità (attuali e future) di capacità di trasporto e di distribuzione nelle diverse aree del Paese. La delibera prevede inoltre un’integrazione dei requisiti informativi relativi agli interventi afferenti alle connessioni degli impianti di biometano da includere nel Piano.
- **Delibera 532/2023/R/gas** che approva le modifiche al documento Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici proposte da Snam Rete Gas, aggiornando conseguentemente le disposizioni di cui alla Deliberazione 468/2018/R/gas in merito alle norme per la predisposizione dei Piani Decennali e delle Analisi Costi-Benefici.

Delibera 195/2022/R/gas

La delibera ha conferito mandato all’impresa maggiore di trasporto di elaborare una metodologia per la valutazione dello stato di salute delle infrastrutture di trasporto (Metodologia “Asset Health”) a supporto delle decisioni di sostituzione di infrastrutture di trasporto obsolete o completamente ammortizzate. La sopracitata metodologia, predisposta da Snam Rete Gas e certificata da una primaria società di consulenza, è stata sottoposta all’Autorità che ne ha verificato l’adeguatezza rispetto agli obiettivi prefissati e la completezza in termini di informazioni integrative richieste sullo stato di salute degli asset.

1.1.3 Evoluzioni del quadro normativo per il biometano

A partire dal 2013, la normativa nazionale ha introdotto una serie di misure per dare impulso alla produzione di biometano, considerandolo una fonte di energia rinnovabile e programmabile, oltre che integrabile nel sistema energetico facendo leva sulle infrastrutture esistenti.

Vengono di seguito riportati i principali riferimenti normativi a supporto dello sviluppo del settore.

- **Decreto 5 dicembre 2013:** con tale decreto sono state permesse le prime immissioni nelle reti gas e sono state individuate 3 forme di incentivazione a seconda che il biometano fosse immesso in rete, usato per cogenerazione o venduto come carburante per i trasporti. Il Decreto all'art.8 dava inoltre mandato ad ARERA di stabilire le modalità di misurazione della qualità del biometano.
- **Delibera 46/2015/R/gas:** con tale provvedimento l'Autorità ha emanato le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, in attuazione di quanto previsto dal decreto 5 dicembre 2013. Le direttive connessioni degli impianti di biometano sono state oggetto di successivi provvedimenti di aggiornamento da parte dell'Autorità, in particolare con le deliberazioni 27/2019/R/gas e 64/2020/R/gas.
- **Decreto 2 marzo 2018:** con tale decreto è stata introdotta una nuova disciplina in materia di promozione dell'utilizzo di biometano, focalizzandosi sul target di biocarburanti da utilizzare nel settore dei trasporti entro l'anno 2020. Il Decreto prevedeva un termine fissato al 31 dicembre 2022 per i meccanismi di incentivazione e comunque non oltre un volume di 1,1 miliardi di metri cubi di biometano.
- **Decreto 15/09/2022:** il Decreto "Biometano" di settembre 2022, oltre ad estendere gli incentivi agli usi diversi da quello del trasporto⁵, ha introdotto nuovi meccanismi di incentivazione che prevedono come misure principali:
 - Una tariffa fissata a 110 €/MWh (aumentata fino a 115 €/MWh per gli impianti più piccoli, fino a 100 Smc/h) per gli impianti alimentati con matrici agricole e agroindustriali "non rifiuto" della durata di 15 anni;
 - La possibilità di accedere ad un incentivo in conto capitale fino al 40% dei costi di realizzazione degli impianti, considerando tra i costi ammissibili anche quelli di connessione alle reti di trasporto e distribuzione;
 - L'effettuazione di 5 bandi di ammissione agli incentivi, per complessivi 2.250 MSmc/anno, da effettuarsi nel biennio 2023-2024;
- **Decreto ad introduzione delle Garanzie d'Origine per il biometano:** il Decreto 224 del 14/07/23 istituisce un registro di Garanzie d'Origine per i gas rinnovabili in Italia, incluso il biometano. La creazione di un registro di Garanzie d'Origine per il biometano è prodromica al riconoscimento di questi titoli ai fini ETS, in coerenza con la disciplina europea sotto illustrata.

5 Escludendo solo il termoelettrico tra gli usi incentivati

1.1.4 Evoluzioni del quadro normativo per le reti multivettoriali

Il percorso di decarbonizzazione delineato per l'Europa prevede obiettivi ambiziosi che, tramite una serie di recenti interventi normativi, intendono ridurre del 55% le emissioni di gas serra al 2030 rispetto al 1990 e raggiungere la neutralità carbonica al 2050.

In tale contesto il pacchetto Fit for 55 (settembre 2020) ha definito gli obiettivi per quanto riguarda la produzione di energia rinnovabile, l'incremento dell'efficienza dei processi produttivi e degli edifici pubblici e privati, la transizione energetica dei settori hard to abate e dei trasporti. Successivamente il Repower EU (maggio 2022), confermando i target del precedente provvedimento, ha posto il triplice obiettivo di mitigare la volatilità nei prezzi delle commodity energetiche, di rafforzare la sicurezza energetica e di accelerare la transizione energetica, perseguendo al contempo l'indipendenza dalle importazioni di gas dalla Russia. In quest'ambito una delle leve previste è l'accelerazione della diffusione dei "gas verdi" ed in particolare dell'idrogeno rinnovabile, con un obiettivo ambizioso di 20 Mton (ca. 665 TWh) di consumi al 2030, di cui metà prodotti negli Stati membri e l'altra metà importati da paesi terzi, mentre per quanto riguarda il biometano è stato proposto un obiettivo di 35 BSmc (ca. 385 TWh) al 2030.

L'indirizzo riscontrabile nei diversi provvedimenti conferma un approccio sistemico che prevede l'integrazione tra "molecole verdi" e diverse fonti di energia rinnovabile, con un apporto sinergico e coordinato di tutte le tecnologie disponibili e in fase di sviluppo. Il **Net Zero Industry Act** persegue questa integrazione e considera le tecnologie legate a idrogeno, biogas, biometano, cattura e stoccaggio di CO₂ come strategiche, delineando per esse corsie preferenziali in termini autorizzativi e di accesso ai finanziamenti.

Di seguito vengono brevemente descritte le principali misure di stimolo, o leve, previste o introdotte nei diversi provvedimenti della Commissione Europea, tra cui la Strategia europea per l'Idrogeno, per promuovere la domanda e la produzione di idrogeno rinnovabile nonché lo sviluppo delle relative infrastrutture. La revisione della **Direttiva sulle fonti rinnovabili (RED III)** ha portato l'obiettivo complessivo sui consumi totali di energia dal 32% al 42,5% al 2030, inserendo una serie di leve specifiche per il settore industriale, della mobilità e, anche se in maniera più marginale, per il settore residenziale.

In particolare, la Direttiva:

- prevede per il settore industriale un consumo pari al 42% sul totale dell'idrogeno consumato entro il 2030 e pari al 60% entro il 2035⁶;

- inserisce per il settore dei trasporti un sub-obiettivo vincolante per i biocarburanti e gli RFNBOs (Renewable Fuels of Non Biological Origin) pari al 5,5% complessivo al 2030, a cui gli RFNBOs dovranno contribuire per almeno l'1%. Questo sub-obiettivo viene rafforzato anche dai regolamenti Refuel EU Aviation e Regolamento FuelEU Maritime, che definiscono quote minime di carburanti sostenibili nei rispettivi settori.

Leve per la produzione a livello europeo

A livello generale, la revisione della Direttiva ETS (Emission Trading system), congiuntamente all'introduzione del meccanismo **CBAM**⁷ (Carbon Border Adjustment Mechanism), crea i presupposti per uno stimolo della produzione di idrogeno rinnovabile nel suo complesso.

Ad un livello più specifico, la nuova Direttiva sulle fonti rinnovabili (RED III) esplicita la possibilità di utilizzare il sistema delle **Garanzie di Origine (GO)** anche per i combustibili gassosi rinnovabili di origine non biologica come l'idrogeno, mentre con l'iniziativa **EU Hydrogen Bank**, la Commissione Europea intende sostenere la produzione domestica di idrogeno rinnovabile in Europa con un sistema comune di aste con premio fisso a 10 anni finanziato in parte dall'Innovation Fund e in parte da schemi nazionali. Questo strumento potrebbe essere esteso in una seconda fase anche all'import di idrogeno⁸. L'elettricità in input per la produzione di idrogeno rinnovabile in Europa deve rispettare una serie di criteri dettagliati nell'ambito di due atti delegati a corollario della Direttiva sulle fonti rinnovabili 2018/2001/EU (RED II). Gli atti delegati sono complementari e definiscono regole a tutela del fatto che l'idrogeno si possa categorizzare come rinnovabile solo se viene rispettato il principio di non ricarbonizzazione del mix energetico. Più nello specifico, il primo atto delegato stabilisce le condizioni a cui l'idrogeno e i carburanti a base di idrogeno possono essere considerati RFNBOs. Il secondo atto delegato stabilisce la metodologia per calcolare le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dai carburanti rinnovabili di origine non biologica e dai carburanti derivanti da carbonio riciclato. Infine, oltre alle regole che determinano le condizioni per cui l'idrogeno possa essere categorizzato come rinnovabile, rileva in termini di standard la regola tecnica CEN EN 16325, a definizione delle regole comuni di cancellazione delle garanzie d'origine idrogeno all'interno dell'Unione.

⁶ Fermo restando la possibilità sotto certe condizioni di ridurre l'entità dell'obbligo del 20% a livello di Stato membro

⁷ Disposto normativo europeo che prevede l'introduzione di un meccanismo di compensazione per le emissioni di CO₂ incorporate nei beni importati in UE da paesi terzi che non hanno ancora introdotto misure equivalenti a quelle europee di carbon pricing

⁸ Comunicazione sull'Hydrogen Bank, 16/03/2023

Leve per lo sviluppo infrastrutturale a livello europeo

La proposta di revisione di Direttiva e Regolamento gas, il cosiddetto **Hydrogen and Gas decarbonisation package**, il **Regolamento AFIR** (Alternative Fuel Infrastructure Regulation) sullo sviluppo delle infrastrutture per i carburanti alternativi, il **Regolamento TEN-E** (Trans-European Networks for Energy) descritto in precedenza, introducono delle disposizioni normative abilitanti dello sviluppo delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e stoccaggio di idrogeno, nonché degli elettrolizzatori.

Evoluzione del quadro normativo nel contesto nazionale

Il 30 giugno 2023 il Governo ha inviato a Bruxelles la proposta di **aggiornamento del PNIEC**, che conferma l'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ e, relativamente all'idrogeno e al biometano, individua degli obiettivi nazionali in linea con le politiche comunitarie di penetrazione dei gas verdi e dei combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO – di cui l'idrogeno fa parte) incluse nella Direttiva RED III (Renewable Energy Directive) e nelle proposte di regolamento RefuelEU Aviation e FuelEU Maritime.

Il **PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza)** riconosce all'idrogeno un ruolo di primo piano, con l'allocatione di 3,6 miliardi di euro di fondi per favorire la penetrazione dell'idrogeno rinnovabile nei settori dell'energia, dell'industria e dei trasporti. Tra il 2022 e il 2023 sono stati aperti e assegnati i bandi per il supporto alla produzione di idrogeno rinnovabile in aree industriali dismesse (H₂ Valleys, fino a 500 milioni di euro), per lo sviluppo di stazioni di rifornimento a idrogeno (stanziati 230 milioni di euro), per il supporto alla sperimentazione dell'idrogeno nel trasporto ferroviario (fino a 300 milioni di euro), per il supporto all'utilizzo di idrogeno nei settori hard-to-abate (fino a 1 miliardo di euro) e per altri sviluppi in ambito idrogeno (fino a 610 milioni di euro).

Leve per la domanda nel contesto nazionale

Il principale meccanismo di sostegno alla domanda di idrogeno a livello nazionale è costituito dai **Certificati Bianchi (CB)**, a seguito del riconoscimento dell'idrogeno tra le tecnologie ammissibili sancito dal Decreto direttoriale 3 maggio 2022. Il perimetro di applicazione di tale meccanismo si differenzia a seconda degli usi finali, in particolare:

- interventi che apportano una riduzione dell'utilizzo di energia fossile esclusivamente rispetto a consumi elettrici;
- interventi che apportano una riduzione dell'utilizzo di energia fossile rispetto a tutti i consumi;
- interventi realizzati sull'impianto di elettrolisi nel settore industriale;

- acquisto di mezzi di trasporto a trazione elettrica, gas naturale, GNL, GPL, ibride o a idrogeno nel settore reti, servizi e trasporti;
- impianti di produzione di energia termica e frigorifera a idrogeno nel settore civile.

Il **Decreto 224 del 14/07/23** concernente le modalità di emissione, trasferimento, riconoscimento e annullamento delle **garanzie di origine** della produzione di energia da fonti rinnovabili (riferite anche a idrogeno e biometano), nel fornire un quadro normativo di riferimento per ottemperare tramite le suddette GO agli obblighi definiti in ambito ETS, contribuisce in modo sostanziale a porre le basi della crescita della domanda di gas verdi nei rispettivi mercati.

Leve per lo sviluppo della produzione nel contesto nazionale

I principali disposti di leva allo sviluppo della produzione di idrogeno rinnovabile in Italia si riconducono alle esenzioni degli oneri di sistema in Italia per la produzione di idrogeno rinnovabile, previste dall'Art. 23(1) del DL PNRR, che prevede che gli elettrolizzatori che producono idrogeno rinnovabile siano esonerati dal pagamento di oneri generali afferenti al sistema elettrico. Inoltre, anche se attualmente non ne è ancora stata data applicazione con riferimento alla produzione di idrogeno rinnovabile, l'Articolo 13 del Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n.210 prevede già un «graduale passaggio» dal PUN a prezzi zonal per tutti gli utenti elettrici e ci si può dunque aspettare che a tendere gli elettrolizzatori preleveranno energia elettrica a prezzi zonal.

1.2

Framework di riferimento per la predisposizione del Piano

1.2.1 Perimetro del Piano

Il Piano descrive l'evoluzione programmata della rete di trasporto nazionale e regionale di proprietà di Snam Rete Gas nel periodo compreso tra l'anno 2023 e l'anno 2032.

Gli interventi descritti nel Piano afferiscono sia alla rete nazionale e che alla rete regionale di trasporto e sono di varia natura e finalità: in particolare, essi sono rivolti allo sviluppo della rete per supportare l'evoluzione del mercato del gas (creazione di nuova capacità sui punti di entrata e di uscita della rete), al mantenimento delle condizioni di sicurezza e della disponibilità del servizio di trasporto gas, al miglioramento dei livelli di servizio, all'efficientamento e alla riduzione degli impatti ambientali.

Il Piano include anche la descrizione qualitativa di alcuni progetti rilevanti per il sistema gas nazionale la cui effettiva realizzazione è ancora da definire, ma le cui attività preparatorie di ingegneria e acquisizione dei permessi ricadono all'interno del periodo di Piano.

Nel presente Piano, come già accaduto per il precedente, viene descritto il disegno per la creazione di una rete italiana di trasporto dell'idrogeno in quanto la trasformazione della rete di trasporto gas nell'ambito del processo di transizione energetica sta assumendo una sempre maggior rilevanza sia in ambito europeo che nazionale. Il contesto sempre più sfidante relativo alla decarbonizzazione del sistema energetico ha infatti accentuato il ruolo chiave delle infrastrutture nel supportare la produzione e il trasporto dei nuovi vettori energetici verdi. Il Piano descrive di conseguenza come la trasformazione della rete di Snam Rete Gas e il mantenimento della sua centralità potranno stimolare e guidare la transizione energetica già a partire dal 2030.

Non fanno parte del presente Piano i progetti non afferenti alla rete di proprietà Snam Rete Gas, sia nazionali che internazionali.

1.2.2 Obiettivi del Piano Decennale

Il Piano decennale di Snam si pone come obiettivo di delineare uno sviluppo della rete di trasporto del gas in grado di abilitare e supportare la transizione verso un futuro sempre più sostenibile. Ogni intervento descritto nel Piano può essere classificato rispetto a 3 driver principali a cui rispondono ulteriori finalità come indicate nell'Allegato A della Deliberazione ARERA 468/2018/R/gas e s.m.i.:

- **Sicurezza degli approvvigionamenti e qualità del servizio** – garantire la sicurezza e la resilienza della rete nazionale di trasporto del gas naturale, assicurando elevati livelli di qualità del servizio. In particolare:
 - **Rafforzare la resilienza** del sistema mediante interventi che permettano di fronteggiare eventi estremi e non prevedibili.
 - **Supportare la flessibilità** infrastrutturale attraverso interventi che permettano di gestire differenti configurazioni di approvvigionamento e di domanda.
 - **Favorire la continuità della fornitura** con interventi che permettano di garantire la copertura dei consumi in ogni condizione di esercizio.
 - **Risolvere le congestioni** mediante interventi finalizzati a rimuovere eventuali limiti infrastrutturali che non consentirebbero di massimizzare i potenziali di fornitura e/o di soddisfare la domanda.
 - **Promuovere la qualità del servizio** erogato con interventi che rispondano quanto più possibile alle esigenze degli utenti della rete e degli altri stakeholder rafforzando al contempo gli standard di sicurezza.
- **Efficienza del mercato** – sviluppare un mercato integrato con gli altri mercati energetici, favorendo la concorrenza e la diversificazione delle fonti nonché supportando il collegamento di aree periferiche. In particolare:
 - **Integrare il mercato** grazie a interventi che consentano di migliorarne il funzionamento e di diminuire il costo della bolletta energetica per i consumatori (mediante la creazione di nuova capacità di trasporto) nonché di garantire il rispetto degli accordi internazionali per il collegamento del mercato nazionale con quello di altri paesi. Una importante categoria di interventi riguarda quelli volti a favorire l'interazione fra sistemi energetici (e.g. tra sistema elettrico e sistema gas, c.d. Sector coupling).
 - **Favorire concorrenza, competizione e liquidità del mercato**, con interventi che incrementino la diversificazione e la competizione degli approvvigionamenti, anche mediante la possibilità di integrare nuove fonti sia tradizionali che riferite ai green gases.
 - **Metanizzare aree non servite e soddisfare nuova domanda**, con interventi che rendano fruibile il gas (ivi inclusi i green gases) nei territori non ancora raggiunti dalla rete di trasporto e/o funzionali a soddisfare l'incremento dei consumi in settori tradizionali e/o nuovi.
- **Sostenibilità ambientale** - adottare tecnologie sempre più low carbon ed efficienti che consentano di ridurre l'impatto ambientale e supportare il processo di decarbonizzazione anche promuovendo il fuel switching. In particolare:
 - **Ridurre le emissioni di gas ad effetto serra e di gas inquinanti** con interventi che permettano di limitare quanto più possibile gli impatti dell'attività di trasporto del gas.
 - **Integrare le FER elettriche e green gases** mediante interventi che ne possano facilitare e favorire l'accoglimento nei sistemi di trasporto.
 - **Incrementare l'efficienza energetica** con interventi volti a ottimizzare i consumi e ad aumentare i rendimenti degli impianti funzionali all'attività.

1.2.3 Criteri di definizione del Piano Decennale

Il Piano Decennale di Snam risponde a tre criteri, trasversali e coerenti ai driver e agli obiettivi precedentemente descritti, che guidano la scelta degli interventi:

- **Creazione di valore sostenibile per gli stakeholder del sistema paese e per gli azionisti**

Snam crede in un modello di crescita sostenibile finalizzato alla creazione di valore attraverso investimenti a supporto del sistema infrastrutturale Paese. Pertanto, il Piano di sviluppo decennale della rete di Snam Rete Gas considera la creazione di valore per la comunità e per gli azionisti (parte integrante e necessaria del proprio modello di business), presentando progetti che abbiano una validità anche sul lungo termine.

- **Efficienza industriale e finanziaria**

Il modello di crescita a cui Snam Rete Gas fa riferimento prevede un'elevata efficienza industriale e finanziaria. Tali obiettivi sono perseguiti mediante un'attenta selezione degli interventi finalizzata a valutare fra le varie alternative possibili quelle che ottimizzano sia l'aspetto funzionale e di esercizio della rete, sia l'aspetto prettamente economico, anche in considerazione delle evoluzioni del sistema energetico. Questo aspetto risulta particolarmente determinante nel contesto attuale, che richiede un'analisi approfondita delle infrastrutture in relazione al loro futuro utilizzo al fine di supportare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del Paese attraverso la realizzazione di asset efficienti e ottimizzati.

- **Coerenza e conformità con il quadro legislativo e regolatorio**

Le decisioni alla base del Piano decennale di sviluppo della rete sono sviluppate in piena conformità al quadro legislativo europeo e nazionale e al quadro regolatorio fissato da ARERA, descritto nei paragrafi precedenti. In particolare, il Piano Snam Rete Gas viene predisposto:

- in coerenza con quanto richiesto dalla disciplina europea per quanto concerne gli sviluppi specifici di capacità di trasporto nei punti di interconnessione tra stati Membri (e.g. capacità bidirezionali previste dal Regolamento (CE) n. 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 e dal Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93);
- in coerenza con il framework europeo, con particolare riferimento al Piano decennale di ENTSOG e ai Progetti di Interesse Comune (PIC);
- in coerenza con gli scenari di riferimento redatti in coordinamento tra l'impresa maggiore di trasporto e il gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica, nonché in coerenza con altri scenari sviluppati sia in ambito nazionale sia europeo;
- in coordinamento con i soggetti terzi interessati, nell'ambito della procedura di raccolta delle informazioni per l'elaborazione del Piano stesso;
- sulla base delle richieste pervenute dai clienti di Snam Rete Gas, i.e. richieste di allacciamento di nuovi punti di consegna/riconsegna, esiti di eventuali procedure di Capacità Incrementale/ Open Season nonché richieste specifiche raccolte durante gli incontri di coordinamento con gli operatori infrastrutturali nazionali ed esteri.

1.2.4 Processo di elaborazione del Piano Decennale

Il processo di elaborazione del Piano Decennale di Snam Rete Gas prevede le seguenti Fasi.

Fase I - elaborazione e approvazione interna – Una volta raccolti i progetti e le informazioni dal mercato, Snam Rete Gas provvede ad elaborare internamente il Piano, presentandolo al proprio Consiglio d'Amministrazione per approvazione, a valle delle seguenti attività:

- Definizione degli scenari di domanda e offerta: gli scenari di domanda sono definiti in collaborazione con l'operatore di trasmissione dell'energia elettrica. Gli scenari così elaborati vengono poi declinati sui singoli punti di prelievo sotto forma previsioni di domanda giornaliera e oraria. Vengono inoltre individuati i fabbisogni di supply, anche mediante simulazioni effettuate attraverso modelli di mercato, tenuto conto degli scenari elaborati in sede di redazione del piano decennale europeo
- Definizione di nuove esigenze infrastrutturali: ai fini delle valutazioni degli interventi necessari vengono considerate le nuove richieste di capacità sui punti di entrata e di uscita della rete nazionale raccolte coerentemente con i processi previsti dalla normativa vigente (Incremental capacity, Open Season, richieste di allacciamento, coordinamento con gli operatori interconnessi, etc.). Vengono inoltre determinati gli interventi necessari per mantenere la piena efficienza e la sicurezza della rete di trasporto
- Dimensionamento delle infrastrutture: mediante simulazioni idrauliche vengono valutate e dimensionate le infrastrutture necessarie a soddisfare le esigenze di capacità rilevate. Viene quindi definito il costo di ogni intervento e la relativa tempistica di realizzazione. Gli interventi vengono quindi sottoposti ad una analisi costi-benefici secondo le modalità previste dalla regolazione in vigore
- Pianificazione: viene quindi elaborato il Piano che prevede l'integrazione in un unico insieme organico di tutti i progetti allo studio ai fini della programmazione degli interventi sia in termini realizzativi che finanziari
- Approvazione: il Piano viene infine presentato al Consiglio di Amministrazione per l'approvazione.

Fase II - Condivisione formale – Una volta approvato, Snam Rete Gas provvede a trasmettere formalmente il Piano all'ARERA e al MASE per le attività di competenza.

Fase III - Consultazione – L'ARERA, ricevuto il Piano, lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete effettivi o potenziali secondo modalità aperte e trasparenti ai sensi di quanto previsto dall'articolo 16 del D.Lgs. 93 dell'11 giugno 2011 e s.m.i., dalla Delibera 351/2016/R/gas e dalla Delibera 468/2018/R/GAS e s.m.i. I risultati della consultazione sono poi resi pubblici dalla stessa ARERA.

Nel corso del periodo di consultazione Snam organizza delle sessioni di presentazione dei piani decennali nel corso delle quali anche gli altri operatori delle reti di trasporto hanno la possibilità di presentare il contenuto del proprio documento. In tale sede è predisposta una sessione di domande e risposte aperta a tutti i partecipanti all'evento.

I risultati della consultazione, siano essi osservazioni raccolte dall'Autorità o chiarimenti richiesti durante il workshop di presentazione del piano insieme alle relative risposte sono raccolti in un unico documento che viene pubblicato dall'Autorità sul proprio sito.

All'Autorità spetta poi il compito di verificare che il piano definitivo contenga tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva, e risulti coerente con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP).



1.3

Stakeholders engagement

Il confronto e la consultazione degli stakeholder sono da sempre propri del modus operandi di SNAM. La crescente integrazione dei mercati e il processo di transizione in corso hanno reso questa esigenza di concertazione ancora più stringente e necessaria.

Snam approccia le attività di stakeholder engagement in un'ottica di ascolto e inclusione di tutti gli interlocutori, instaurando un dialogo continuo e trasparente, accrescendo la fiducia reciproca e servendo al meglio i processi decisionali del Gruppo.

Snam, in qualità di soggetto che svolge attività di interesse pubblico, nell'ambito della realizzazione delle infrastrutture richiede specifiche autorizzazioni alla Pubblica Amministrazione. Prima dell'avvio dei procedimenti

autorizzativi, Snam incontra le amministrazioni comunali per illustrare i progetti e, in relazione all'importanza dell'infrastruttura, coinvolge anche altri stakeholder istituzionali (Ministeri, Regioni/Province ecc.). Le necessarie valutazioni di impatto ambientale e le conferenze dei servizi per l'analisi del progetto assicurano la partecipazione di tutte le parti interessate oltre alle Istituzioni.

Da un punto di vista organizzativo le iniziative di ascolto degli stakeholder coinvolgono tutte le strutture aziendali, ciascuna nell'ambito delle proprie prerogative, ruoli e responsabilità. Al fine di garantire un approccio omogeneo alle attività di dialogo, sin dal 2016, il Gruppo ha adottato una Politica per il coinvolgimento degli stakeholder che definisce l'approccio di Snam su questo tema che si pone quattro obiettivi fondamentali e si struttura in quattro fasi:

Figura 1: obiettivi e fasi di ascolto degli stakeholder



Nel corso del 2022 Snam ha mantenuto alto l'engagement degli stakeholder lungo tutta la catena del valore, attraverso la comunicazione e condivisione trasparente dei propri obiettivi e delle proprie attività. Anche a seguito dei cambiamenti del contesto geo-politico determinati soprattutto dal conflitto Russo-Ucraino, le attività di engagement si sono concentrate sul contributo alla sicurezza energetica, con lo scopo di condividere linee strategiche, obiettivi e attività. In particolare, il focus delle attività di stakeholders engagement si è concentrato sulla valorizzazione del ruolo strategico delle infrastrutture e di progetti chiave quali i rigassificatori di Piombino e Ravenna e lo sviluppo della Linea Adriatica nonché sulle iniziative a sostegno della transizione energetica, in particolare rispetto allo sviluppo dei gas verdi (idrogeno e biometano) e di nuove tecnologie per la decarbonizzazione (e.g. CCS).

Figura 2: principali stakeholder Snam Rete Gas



In materia di predisposizione del Piano Decennale e dei relativi documenti propedeutici Snam nel corso del 2022 e 2023 ha sviluppato e sottoposto a consultazione la metodologia Asset Health e una proposta di evoluzione dei criteri applicativi delle analisi costi-benefici promuovendo il coinvolgimento degli stakeholders interessati con l'organizzazione di webinar finalizzati sia alla presentazione dei documenti posti in consultazione che alla raccolta delle istanze dei soggetti partecipanti.

Su indicazione dell'Autorità Snam ha inoltre sottoposto alla consultazione la relazione integrativa sullo sviluppo della Linea Adriatica ricevendo osservazioni, oltre che dagli utenti della rete e dalle associazioni di settore, da circa 57 soggetti tra privati cittadini, enti locali, ONG e comitati ambientalisti.

1.3.1 Altri TSO e Utenti della Rete

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 7 imprese. La Delibera 468/2018/R/gas e s.m.i. prevede che tali imprese inviino il Piano decennale a Snam Rete Gas oltre che ad ARERA entro i termini previsti dalla Delibera stessa. Snam Rete Gas elabora un documento di coordinamento contenente tutti gli interventi contenuti nei piani che viene inviato ad ARERA e agli altri gestori entro 15 giorni dalla data di presentazione dei Piani. I trasportatori terzi hanno conseguentemente 7 giorni di tempo per formulare eventuali osservazioni su tale documento, trascorsi i quali l'ARERA lo pubblica congiuntamente ai piani decennale di tutti i gestori.

Gestori di reti di trasporto gas appartenenti all'Unione Europea

Il Regolamento UE 2017/459 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 relative allo stesso punto di interconnessione. Il metodo deve garantire una approfondita analisi delle capacità tecniche 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,

1.3.2 Coordinamento con gli altri operatori

Imprese di distribuzione e/o stazioni appaltanti

Nell'ambito del coordinamento con le imprese di distribuzione e/o stazioni appaltanti in relazione agli interventi di sviluppo in aree di nuova metanizzazione Snam Rete Gas organizza incontri dedicati per la raccolta delle informazioni propedeutiche alla predisposizione del Piano nonché di quelle necessarie all'elaborazione delle analisi costi-benefici.

Utenti della rete di trasporto

Snam Rete Gas promuove più volte all'anno incontri con i propri clienti in occasione dei quali vengono rappresentate tematiche legate alla gestione della rete e ai processi commerciali che ne sono alla base. Tali eventi costituiscono punti di contatto fondamentali per avere una maggiore consapevolezza delle esigenze degli utenti della rete

contestualmente al processo di definizione delle capacità di trasporto. I dati derivanti da tale coordinamento vengono utilizzati anche ai fini della redazione del Piano decennale di Snam Rete Gas.

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

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

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

Altri Trasportatori della Rete Regionale

Snam Rete Gas si coordina opportunamente con gli operatori delle reti di trasporto nazionali interconnesse.

Snam Rete Gas promuove un'attività di coordinamento con i gestori delle altre reti di trasporto interconnesse a valle con la rete di Snam al fine di:

- identificare la necessità e definire la soluzione tecnica di eventuali opere di potenziamento sulla propria rete che si rendessero necessarie a fronte di nuovi progetti di sviluppo programmati sulle reti di altri gestori;
- segnalare eventuali sovrapposizioni tra gli interventi di sviluppo previsti dai diversi gestori.

che possono anche essere tenute in conto nell'ambito di sviluppo della rete gas. Sia nel 2022 che nel 2023 si sono svolti 4 workshop commerciali (più altri eventi su tematiche specifiche).

Altri soggetti interessati

Snam Rete Gas effettua inoltre ogni anno una raccolta di informazioni e dati relativi ai progetti di soggetti terzi che possono risultare rilevanti ai fini della definizione degli interventi di sviluppo di cui al Piano. Le Schede progetto contenenti le informazioni relative ai progetti segnalati sono riportate in Allegato.

1.3.3 Istituzioni nazionali ed europee

Istituzioni Europee

Snam Rete Gas partecipa attivamente alle attività previste dalla normativa europea riguardo alla pianificazione comunitaria delle reti di trasporto del gas. In particolare, garantisce il proprio contributo in tutte le fasi di elaborazione del TYNDP di ENTSOG oltre a partecipare ai Gruppi Regionali di riferimento nell'ambito del processo di selezione dei progetti di interesse comune. Infine, Snam Rete Gas partecipa attivamente alle attività finalizzate alla definizione dei regolamenti europei.

ARERA

Snam provvede a mantenere un dialogo continuo con l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) organizzando incontri e tavoli tecnici, rispondendo a documenti di consultazione e proposte, raccogliendo dati ed eseguendo un monitoraggio continuo del proprio operato rispetto alle direttive dell'Autorità stessa.

MASE

Analogamente Snam Rete Gas opera in coordinamento continuo con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), autorità competente in materia di sicurezza delle forniture (ai sensi del regolamento EU 2017/1938). In tale ambito, fornisce il proprio supporto al Ministero per quanto concerne le valutazioni in tema di security of supply per quanto di competenza.

Enti locali

Snam Rete Gas provvede anche a mantenere un rapporto costante con le amministrazioni statali, regionali e locali al fine di soddisfare richieste di informazioni sulle proprie attività, favorire l'accettabilità sul territorio delle proprie infrastrutture nonché al fine di dare corso ai necessari iter autorizzativi per la realizzazione delle nuove iniziative. Nel 2022, si sono tenuti 20 incontri con sindaci dei Comuni interessati dalle attività realizzative, 8 incontri con le associazioni territoriali degli agricoltori e 4 con altre associazioni territoriali.

1.3.4 Altri stakeholders

Comunità locali

Snam Rete Gas si impegna a coinvolgere le comunità locali attraverso iniziative volte all'innovazione sociale, al miglioramento dell'ambiente e dell'efficienza energetica.

Il coinvolgimento delle comunità locali avviene anche attraverso le attività di employee engagement, dove gli stessi dipendenti di Snam dedicano parte del proprio tempo alle attività della Fondazione a supporto delle comunità locali.

Fornitori

Dal 2013 è inoltre attivo il portale fornitori che contiene la politica di approvvigionamento di Snam e fornisce un ulteriore contributo in termini di trasparenza, tracciabilità e completezza delle informazioni rese ai fornitori attuali e potenziali. I fornitori sono costantemente coinvolti e aggiornati sulle strategie e l'operato di Snam attraverso questionari e workshop online.

02

Il sistema infrastrutturale gas





2.1

Contesto Europeo

2.1.1 Le infrastrutture gas europee

La rete europea del gas è un'infrastruttura altamente interconnessa in grado di garantire una capacità di importazione giornaliera di circa 2100 MSmc giorno di gas naturale (23 TWh giorno⁹), tramite una rete di gasdotti internazionali interconnessi con la Norvegia, la Russia, l'Algeria, la Libia e l'Azerbaijan, e numerosi impianti di ricezione e rigassificazione di GNL in cui approdano le navi metaniere provenienti dai principali Paesi produttori, tra cui Algeria, Nigeria, Qatar e Stati Uniti. Infatti, circa 1/3 della capacità di importazione giornaliera è resa possibile da 33 terminali GNL¹⁰ che assicurano una capacità di rigassificazione pari a circa 710 MSmc giorno (7,8 TWh), nonché una capacità di stoccaggio di circa 13 milioni di metri cubi liquidi di GNL (143 TWh).

Il sistema gas Europeo dispone inoltre di un sistema di stoccaggio gas ben sviluppato, con 177 siti di stoccaggio, prevalentemente sotterranei, per una capacità complessiva di circa 140 BSmc di gas naturale (1.570 TWh). Il sistema di stoccaggio Europeo è in grado di accumulare il gas naturale, tipicamente nei mesi primaverili, estivi e autunnali, con una capacità di iniezione massima giornaliera di circa 1.370 MSmc (14 TWh/g), e di restituirlo nei mesi invernali con una capacità massima di erogazione giornaliera pari a circa 2.100 MSmc, (23 TWh)¹¹. Queste cifre includono l'Ucraina, i cui volumi di stoccaggio sono pari a circa 30 BSmc (320 TWh), con una capacità di iniezione di circa 196 MSmc/g (2,1 TWh/g) e di erogazione di circa 165 MSmc/g (1,8 TWh/g).

La rete del gas europea è costituita da circa 200.000 km di gasdotti e dispone di 9.500 MW di potenza installata nelle centrali di compressione del gas, che assicurano le capacità di interconnessione necessarie per la copertura del mercato europeo e per garantire adeguati livelli di flessibilità e di diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento. L'alto livello di interconnessione della rete gasdotti e l'elevata capacità di stoccaggio costituiscono i principali vantaggi competitivi del sistema gas Europeo rispetto ad altri sistemi, maggiormente dipendenti da un'unica fonte di approvvigionamento come il Far East, la cui domanda soprattutto nei mesi invernali ha costituito il principale driver di prezzo sul mercato spot del GNL in Europa negli ultimi anni.

Le infrastrutture europee del gas sono state progressivamente sviluppate nel corso degli anni per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti, promuovere l'integrazione dei mercati e lo sviluppo della concorrenza oltre che della sostenibilità ambientale, anche a seguito del recepimento del regolamento EU 347/2013 (TEN-E) sugli orientamenti per lo sviluppo tempestivo e l'interoperabilità delle aree e dei corridoi prioritari dell'infrastruttura energetica europea.

Lo sviluppo di una infrastruttura altamente interconnessa, composta da gasdotti e da impianti di rigassificazione del GNL e di stoccaggio e in grado di garantire elevate capacità di importazione, trasporto e stoccaggio del gas naturale, ha permesso al sistema energetico europeo di far fronte alle discontinuità che hanno caratterizzato il mercato energetico, in particolare negli ultimi due anni.

9 I dati comprendono anche i valori della United Kingdom (UK) = 110 MSm³/g (1,2 TWh/g), Source: System Development Map, ENTSOG.

10 I dati comprendono anche i valori di 3 terminali UK con capacità di stoccaggio pari a 2 milioni di mc di GNL e 1295 GWh/g di capacità di send-out.

11 I dati comprendono anche i valori di UK per una capacità di stoccaggio complessiva di circa 13 TWh, con una capacità di iniezione massima giornaliera di circa 514 GWh/g, di restituire il gas naturale accumulato nei mesi invernali con una capacità massima di erogazione giornaliera pari a circa 502 GWh/g.

Gli eventi verificatisi nel 2022 a seguito del conflitto fra Russia e Ucraina, che hanno determinato la progressiva diminuzione delle importazioni di gas della Russia, fino al loro quasi completo annullamento, hanno riportato i temi della sicurezza degli approvvigionamenti e dell'indipendenza energetica al centro delle agende politiche e delle strategie di sviluppo infrastrutturale.

Uno dei pilastri su cui si basa la strategia europea per conseguire l'indipendenza energetica dalla Russia e aumentare la resilienza del sistema energetico è il programma REPower EU, in cui tra i temi trattati vi è l'analisi del fabbisogno infrastrutturale per il gas a livello europeo con l'intento di superarne le attuali limitazioni. L'analisi evidenzia che, una volta conclusi i progetti d'interesse comune (PIC) del quinto elenco (tra i quali è incluso il progetto Linea Adriatica, in fase di realizzazione), sarà necessario soddisfare il fabbisogno regionale supplementare di infrastrutture e interconnessioni, al fine di compensare l'equivalente delle importazioni russe. In particolare, viene enfatizzato il ruolo delle FSRU, che "possono ridurre significativamente la dipendenza dal gas russo nel breve periodo", rafforzando il ruolo e la strategicità del corridoio meridionale di cui il sistema di trasporto italiano è componente essenziale.

In questo contesto vanno interpretati i dati relativi allo sviluppo di nuova capacità di importazione di GNL che, a seguito dell'entrata in esercizio di 5 nuove FSRU, di un nuovo terminale onshore¹² e delle espansioni di 3 terminali esistenti, è aumentata di circa 95 MSmc/g, fino agli attuali 710 MSmc/g¹³. Ulteriori 7 terminali FSRU e 1 potenziamento di un terminale on-shore esistente sono attualmente in fase di realizzazione, per un ulteriore incremento di capacità di importazione di GNL di 100 MSmc/g¹⁴.

La grande capacità di stoccaggio di gas naturale e l'elevata interconnessione della rete gasdotti Europea costituiscono inoltre un elemento chiave per il processo di decarbonizzazione dell'economia Europea, che potrà continuare a sviluppare le proprie fonti rinnovabili non programmabili e perseguire una sempre maggiore penetrazione dell'energia elettrica nei settori del trasporto e del riscaldamento civile, a condizione che venga mantenuta una capacità di produzione termoelettrica programmabile a gas adeguata e diffusa sul territorio, a presidio della sicurezza e della continuità delle forniture elettriche.



12 L'unico impianto on shore avviato è Brunsbüttel LNG terminal in Germania a cui si aggiunge l'avvio del terminale El Musel in Spagna già conteggiato in quelli esistenti (completato nel 2012).

13 Elaborazione dati da Alsi Platform, GLE database e Report MBS "LNG and Natural Gas Market Outlook"; ottobre 2023

14 Report MBS "LNG and Natural Gas Market Outlook"; ottobre 2023, Annex A e Annex C1 TYNDP 2022 ENTSG

2.1.2 Priorità europee e progetti di interesse comune (PIC)

Il Regolamento (UE) 2022/869 (“nuove linee guida TEN-E”) del 30 maggio (che sostituisce il Regolamento 2013/347/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013) descrive le linee guida in materia di infrastrutture energetiche transeuropee, con lo scopo di facilitare lo sviluppo e l’interoperabilità delle reti dell’energia tra Stati membri e permettere il raggiungimento degli obiettivi europei di competitività, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti.

Riconsiderando le infrastrutture energetiche prioritarie alla luce dei nuovi obiettivi di politica climatica ed energetica (“Green Deal europeo”) e valutando le infrastrutture del gas naturale esistenti adeguatamente collegate e resilienti, il nuovo Regolamento, oltre a confermare la categoria CO2 estendendola anche agli stoccaggi, introduce nuove categorie infrastrutturali, quali:

- infrastrutture idrogeno (reti, stoccaggi e impianti di ricezione);
- elettrolizzatori con funzione attinente alla rete (“network-related function”);
- reti del gas intelligenti (“Smart gas grids”, volte a facilitare l’integrazione nella rete del gas prevalentemente di biometano e idrogeno).

Anche corridoi e aree tematiche prioritari sono stati aggiornati in ragione della revisione delle categorie di infrastrutture ammissibili.

Per progetti del gas naturale sufficientemente maturi, le nuove TEN-E prevedono all’art. 32.3 la possibilità di mantenere il titolo di PIC - per ulteriori 4 anni dalla data di entrata in vigore del Regolamento e solo per progetti già inseriti nel quinto elenco PIC - in relazione a specifici diritti e obblighi (inclusi nel Capo III del Regolamento e prevalentemente riferiti al rilascio delle autorizzazioni).

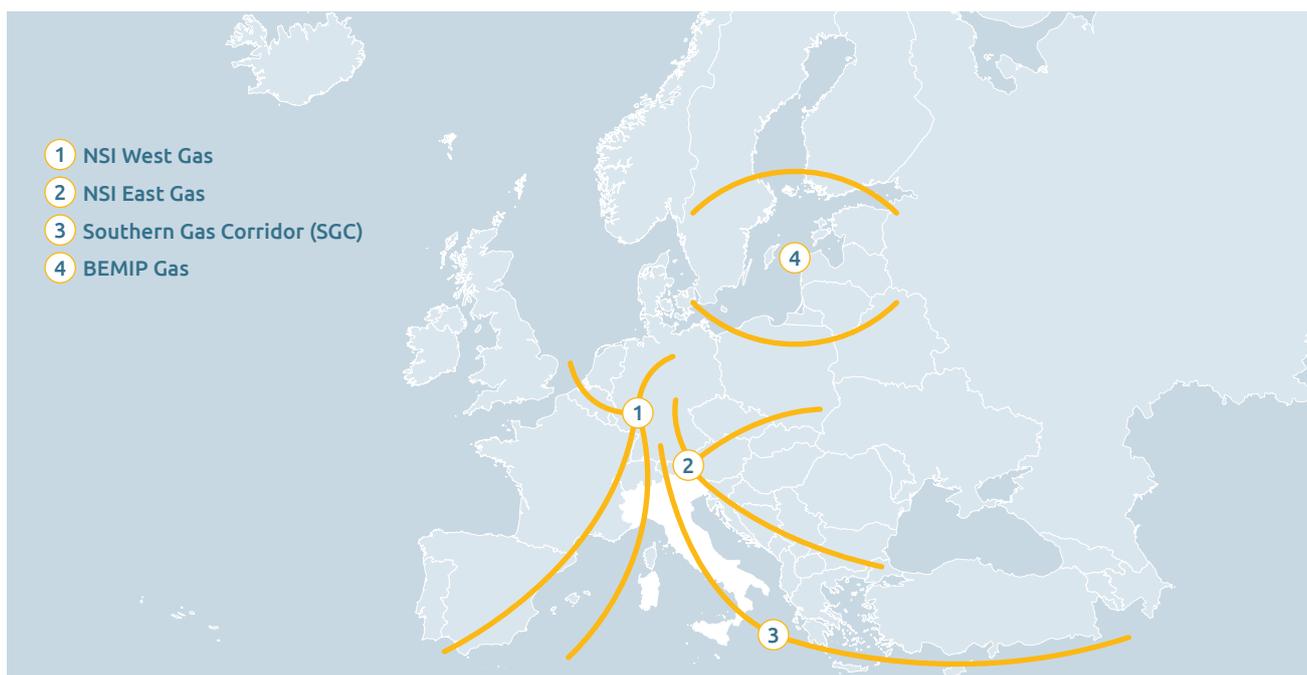
L’art. 24 del Regolamento prevede inoltre una deroga per i progetti gas di interconnessione con Paesi Membri non ancora interconnessi alla rete transeuropea, quali Malta e Cipro.

Ai fini dell’identificazione dei PIC, si riporta nel seguito un confronto tra corridoi ad alta priorità per il gas naturale (prime TEN-E) e quelli ridefiniti come validi per idrogeno ed elettrolizzatori, come ridefiniti dalle nuove TEN-E.

Il Regolamento 2013/347 prevedeva quattro corridoi gas prioritari (con coinvolgimento dell’Italia nei primi tre):

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

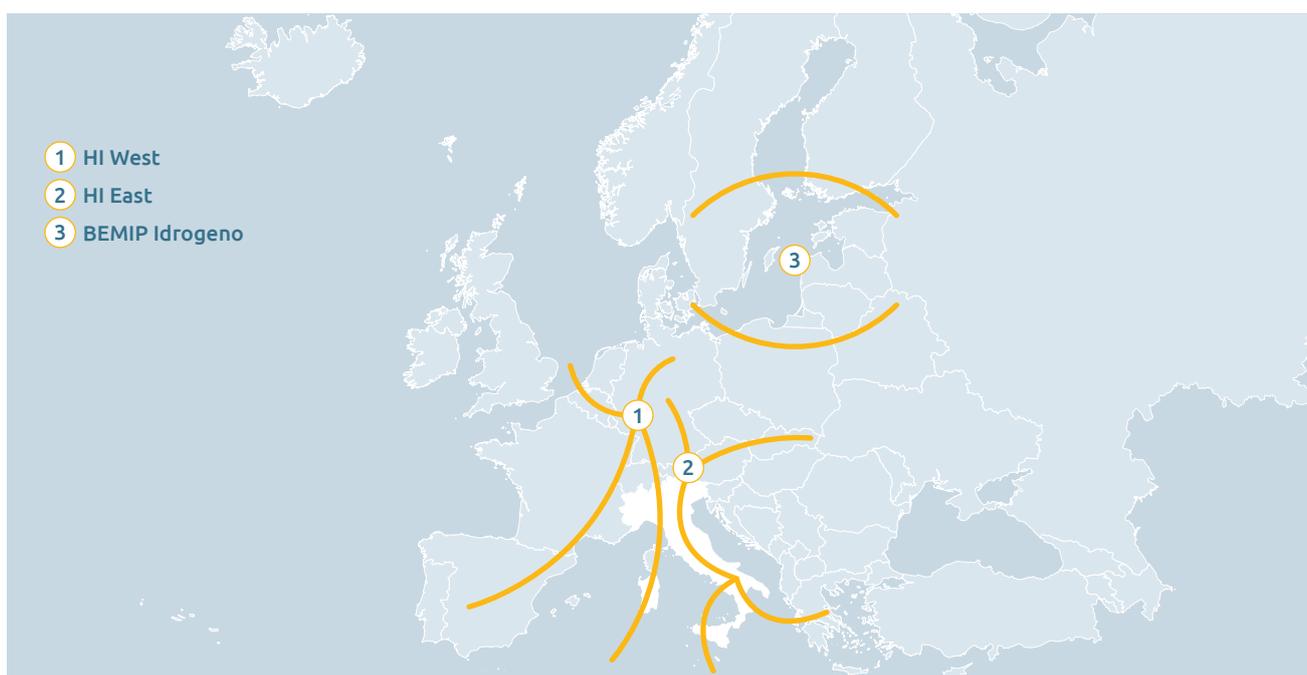
Figura 3: Corridoi gas prioritari



Il Regolamento 2022/869 individua tre corridoi prioritari per idrogeno ed elettrolizzatori (con coinvolgimento dell'Italia nei primi due):

1. Interconnessioni nell'Europa Occidentale ("HI WEST")
2. Interconnessione nell'Europa centro-orientale e sud-orientale ("HI EAST")
3. Piano di interconnessione del mercato energetico Baltico ("BEMIP idrogeno")

Figura 4: Corridoi Prioritari Idrogeno



Sono individuati come Progetti di Interesse Comune (PIC) quelli in grado di offrire significativi benefici ad almeno due Stati membri, assegnando un ruolo più centrale alla dimensione della sostenibilità - criterio necessariamente richiesto a ciascun progetto - e ridefinendo come benefici accessori i criteri dell'integrazione dei mercati, del rafforzamento della concorrenza e della sicurezza degli approvvigionamenti.

I PIC godono di uno «status di priorità» a livello nazionale, grazie al quale possono beneficiare di procedure di iter autorizzativi più rapidi e di un trattamento regolatorio incentivante. Tali progetti hanno inoltre la possibilità di accedere a finanziamenti europei. Il 19 novembre 2021 la Commissione Europea ha adottato la quinta lista di progetti di interesse comune (PIC). La lista contiene 98 PIC, di cui 20 riferiti al settore del gas naturale, tra i quali figurano per l'Italia il progetto Snam "Potenziamento delle capacità di trasporto interno Sud-Nord in Italia (Linea Adriatica) e delle capacità di trasporto in Puglia (gasdotto Matagiola-Massafra)" (PIC n° 7.3.4), descritto in dettaglio nel seguito del presente documento.

Gli altri PIC del settore gas che impattano direttamente sul sistema italiano, caratterizzati da diversi stadi di sviluppo, e che possono mantenere una rilevanza in ragione delle norme transitorie e deroghe incluse nelle nuove TEN-E sono indicati nella tabella di seguito riportata.

PROGETTI DI INTERESSE COMUNE

PIC	CORRIDOIO	RIFERIMENTO PIC
Connessione di Malta alla rete europea del gas — gasdotto di interconnessione con l'Italia (Gela)	NSI WEST GAS	5.19
Gasdotto da giacimenti di gas del Mediterraneo orientale alla Grecia continentale via Creta [attualmente noto come EastMed]	SGC	7.3.1
Gasdotto offshore dalla Grecia all'Italia [attualmente noto come "Poseidon pipeline"]	SGC	7.3.3
Potenziamento delle capacità di trasporto interno sud-nord in Italia (Adriatic line) e delle capacità di trasporto in Puglia (gasdotto Matagiola – Massafra)	SGC	7.3.4

Tra i PIC del gas naturale già realizzati figurano il potenziamento dell'interconnessione tra Italia, Germania e Francia attraverso la Svizzera (conclusa nel 2018), per la realizzazione di flussi fisici bidirezionali e il Trans Adriatic Pipeline (TAP), collegato alla rete nazionale gasdotti mediante il gasdotto "Interconnessione TAP", entrato in esercizio a fine 2020. Quest'ultimo progetto in particolare ha consentito all'Italia di accedere a una nuova fonte competitiva di gas naturale, accrescendo la sua diversificazione delle fonti di approvvigionamento con benefici in termini di competitività e riduzione dei prezzi energetici sia in Italia che in Europa.

Successivamente, il 28 novembre 2023 la Commissione Europea ha adottato la sesta lista di progetti di interesse comune (PIC). La lista contiene 166 PIC, di cui 65 riferiti al trasporto dell'idrogeno, tra i quali figurano per l'Italia il progetto Snam "Italian H2 Backbone" (ad eccezione della tratta Poggio Renatico – Passo Gries), nell'ambito del PCI "Hydrogen Corridor Italy-Austria-Germany", afferente al corridoio HI EAST. La lista include anche 14 progetti relativi all'area prioritaria del trasporto transfrontaliero di CO₂, tra cui figura anche il progetto di carbon liquefaction, transportation and storage denominato "Callisto" promosso in joint venture da Snam, Eni e Air Liquid.

Infine, in relazione alla possibilità di deroga prevista all'art.24, la sesta lista ha stabilito di mantenere lo status di PCI per i seguenti progetti riferiti al gas naturale, potenzialmente rilevanti anche per il sistema italiano:

- Connessione di Malta alla rete europea del gas — gasdotto di interconnessione con l'Italia (Gela)
- Gasdotto da giacimenti di gas del Mediterraneo orientale alla Grecia continentale via Cipro e Creta [attualmente noto come EastMed].

2.2

Contesto Italiano

Il sistema infrastrutturale gas italiano è costituito da una rete di trasporto di oltre 35.000 chilometri di gasdotti, 13 impianti di stoccaggio del gas naturale attivi, 4 terminali di ricezione e rigassificazione di GNL e una rete di distribuzione di oltre 260.000 km di lunghezza. Il sistema nel suo complesso è gestito da 8 operatori di trasporto, 3 operatori di stoccaggio, 4 operatori di rigassificazione e 191 operatori di distribuzione.

Questo sistema assicura mediamente un quantitativo di gas immesso intorno ai 70 BSmc annui (770 TWh), a cui corrisponde un volume di gas movimentato annuo di oltre 90 BSmc (990 TWh), considerando anche i volumi immessi e destinati allo stoccaggio. Negli inverni più rigidi, quale quello del 2012 caratterizzato da temperature invernali particolarmente rigide, il sistema gas riesce a soddisfare un fabbisogno giornaliero di oltre 450 MSmc (5 TWh). Anche se nei prossimi anni la domanda annua di gas naturale in Italia è attesa in leggera diminuzione, i picchi giornalieri rimarranno sostanzialmente invariati: la capacità del sistema gas di garantire i picchi di fabbisogno continuerà pertanto a garantire la flessibilità necessaria al sistema energetico italiano.

La guerra in Ucraina e la forte riduzione delle importazioni di gas dalla Russia hanno avuto un impatto significativo sul sistema di trasporto italiano, interessato nel giro di pochi mesi da un radicale mutamento del contesto di approvvigionamento gas, come descritto nel successivo paragrafo 3.2.3.

A seguito di questi eventi, sono stati avviati i progetti per la realizzazione dei terminali FSRU di Piombino (in esercizio da luglio 2023) e di Ravenna ed è stata avviata la realizzazione del progetto Linea Adriatica, descritti nel successivo capitolo 5.

2.2.1 La rete di trasporto di Snam Rete Gas

L'infrastruttura di trasporto gas di Snam Rete Gas si è sviluppata a partire dai primi anni del dopoguerra con la realizzazione di metanodotti inizialmente di medio o piccolo diametro, ubicati prevalentemente nella pianura padana dove si trovavano i primi giacimenti di gas scoperti in Italia.

Il primo nucleo della rete di trasporto era costituito dai gasdotti realizzati per collegare i pozzi di Cortemaggiore (PC) ai principali centri urbani del Nord Italia, ai quali si sono aggiunti i gasdotti del versante appenninico e del centro/sud Italia a seguito delle scoperte di gas naturale dell'Adriatico e in Abruzzo, Basilicata e Sicilia.

Nel 1967 è entrato in esercizio il primo punto di importazione italiano, costituito dal terminale di rigassificazione GNL di Panigaglia, collegato con i mercati della pianura padana dal gasdotto La Spezia-Cortemaggiore e che ha favorito l'ulteriore ampliamento della rete anche verso la Toscana.

Nei primi anni Settanta vi è stato il primo forte sviluppo delle importazioni e conseguentemente della rete di trasporto, con la realizzazione dei gasdotti di importazione dalla Russia e dall'Olanda attraverso i valichi di Tarvisio e di Passo Gries, seguita agli inizi degli anni '80 dalla realizzazione del primo gasdotto trans-mediterraneo che da Mazara del Vallo giunge fino a Minerbio. Queste direttrici di trasporto sono state potenziate a partire dalla metà degli anni '90, a fronte delle esigenze di incremento delle importazioni di pari passo con l'aumento della domanda e la progressiva riduzione delle produzioni nazionali.

L'espansione della rete di trasporto è stata accompagnata dallo sviluppo delle centrali di compressione, dotate di tecnologie all'avanguardia che già a partire dagli anni '70 ne permettevano il telecontrollo da remoto. Le centrali di compressione sono dotate di unità di compressione di scorta, in modo da assicurare la potenza necessaria al trasporto nelle diverse configurazioni di domanda e importazione anche nel caso di malfunzionamenti o manutenzioni programmate.

L'ultima fase di sviluppo della rete di trasporto è relativa alla realizzazione delle infrastrutture funzionali all'esportazione (reverse flow) del gas naturale verso i Paesi del Nord-Europa e l'Austria e del collegamento alla rete nazionale gasdotti del gasdotto TAP (Tran Adriatic Pipeline).

La rete attuale si espande pertanto lungo tre principali direttrici di trasporto, sud/nord, nord/est e nord/ovest, che collegano i gasdotti di importazione dal Nord Africa e dall'Azerbaijan, dalla Russia e dal Nord Europa, con le principali aree di mercato e con i siti di stoccaggio.

La rete è configurata dal punto di vista regolatorio come un unico sistema Entry-Exit che, consentendo l'inversione dei flussi di gas nelle principali direttrici di trasporto, è in grado di far fronte alle esigenze di bilanciamento in qualsiasi condizione di domanda prevista, ovviamente con l'ausilio dello stoccaggio che, oltre a costituire un imprescindibile elemento di sicurezza degli approvvigionamenti, è di fondamentale

importanza nel bilanciamento fisico della rete. I criteri adottati nella progettazione delle centrali di compressione e la fitta maglia della rete di trasporto rendono il sistema nel suo complesso molto affidabile, facendo in modo che nessuna sua singola parte o impianto risulti di per sé critica per il sistema di approvvigionamento italiano.

La gestione delle attività di esercizio e di bilanciamento fisico della rete è assicurata dalla Sala Controllo del Centro di Dispacciamento di Snam Rete Gas, che è presidiata h24 ogni giorno dell'anno e che assicura il controllo da remoto degli impianti, dei gasdotti e delle centrali di compressione. La sala controllo si avvale di un complesso sistema di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA) real time e di una rete di telemetria ad elevata affidabilità di funzionamento, grazie alla ridondanza dei sistemi utilizzati e a vie di trasmissione multiple e diversificate. La gestione della rete sul territorio nazionale è assicurata grazie al presidio di 8 Distretti gestionali, 48 Centri di Manutenzione, 13 Centrali di compressione.

Figura 5: Snam Rete Gas - Infrastrutture di rete



Rete Nazionale e Rete Regionale

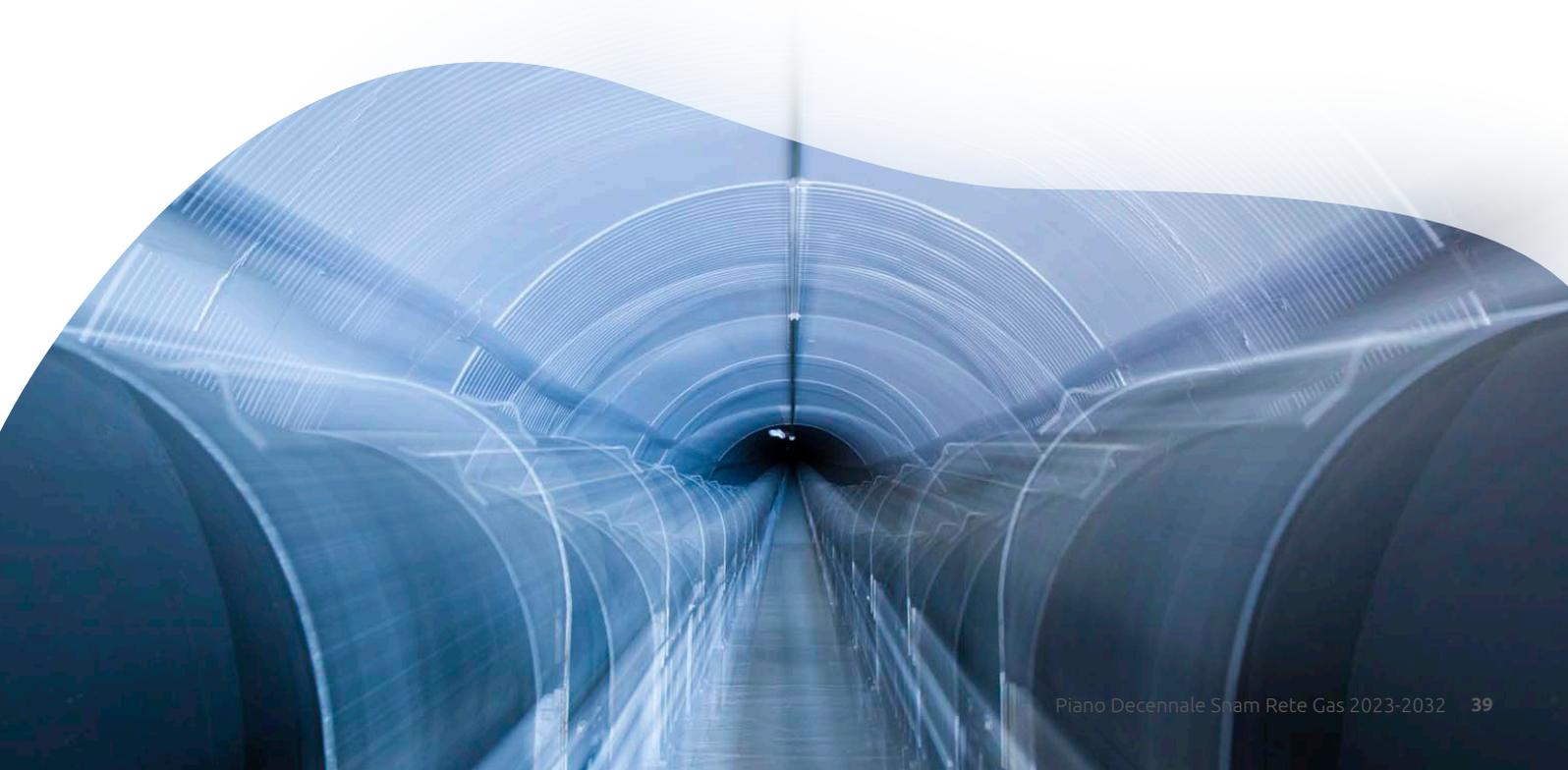
L'articolo 9 del Decreto Legislativo 164/2000 definisce la Rete Nazionale Gasdotti come la rete "costituita dai gasdotti ricadenti in mare, dai gasdotti di importazione ed esportazione e relative linee collegate necessarie al loro funzionamento, dai gasdotti interregionali, dai gasdotti collegati agli stoccaggi, nonché dai gasdotti funzionali direttamente e indirettamente al sistema nazionale del gas". La rete nazionale è pertanto costituita da gasdotti di grande diametro di norma gestiti in prima specie (MOP >24 bar) e include i nodi di smistamento e le centrali di compressione.

La rete regionale, di conseguenza, è costituita da tutti gli altri gasdotti, normalmente di diametro medio e piccolo e gestiti oltre che in prima specie anche in seconda (12<MOP<24 bar) e terza specie (5<MOP<12), che assicurano il trasporto per la fornitura del gas ai clienti finali e alle reti di distribuzione. La rete di trasporto regionale include gli impianti di regolazione della pressione.

La tabella seguente riporta i dati relativi alla rete di trasporto di Snam Rete Gas al 31 dicembre 2023, per i tre anni precedenti.

LUNGHEZZA DELLA RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS					
DATI IN KM	2020	2021	2022	2023	VAR 2023 VS 2022
Rete nazionale	9.564	9.571	9.671	9.714	+0,4%
Rete regionale	22.998	23.112	23.111	23.105	-0,03%
TOTALE	32.562	32.683	32.782	32.819	+0,1%

La rete di trasporto di Snam Rete Gas include circa 30 punti di interconnessione con le reti di trasporto nazionali e regionali di altre Società di trasporto operanti sul territorio italiano, gli impianti o nodi di smistamento e oltre 500 impianti di riduzione della pressione, che consentono di regolare il flusso del gas naturale nei gasdotti e assicurano il collegamento tra reti operanti a diversi regimi di pressione.



Rete nazionale di gasdotti

Al 31 dicembre 2023 la rete nazionale di Gasdotti di Snam Rete Gas si estende per 9.714 km. I gasdotti si distinguono in condotte di terra, il cui diametro massimo raggiunge i 1.400 millimetri, che assicurano 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. Fa parte del sistema anche la condotta (in parte sottomarina) di collegamento del terminale offshore LNG Toscana (OLT) di Livorno del diametro di 800 millimetri, con 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 il Punto di Entrata di Mazara del Vallo a Minerbio, lunghe circa 1.500 km ciascuna. Le condotte si raccordano presso il terminale di importazione di Mazara alle condotte sottomarine trans-mediterranee, che fanno parte del sistema di importazione del gas naturale dall'Algeria e che collegano Cap Bon in Tunisia con la Sicilia, attraversando il Mediterraneo.
- Gela – Enna: una linea lunga 67 km (DN900), che collega il Punto di Entrata di Gela, presso il terminale del gasdotto sottomarino Greenstream di importazione dalla Libia, alla rete di trasporto nazionale presso Enna, lungo la dorsale di importazione di gas algerino.
- Tarvisio–Sergnano: tre linee di circa 900 km (DN850 – DN1400), che dal Punto di Entrata/Uscita di Tarvisio, interconnesso con il gasdotto di importazione austriaco TAG, attraversano la Pianura Padana fino a Sergnano. Negli ultimi anni è stato completato (2018) il potenziamento (170 km) di questa direttrice nel tratto da Zimella a Cervignano e nel tratto da Cervignano a Mortara (56 km) con una nuova linea, del diametro di 1.400 millimetri, in sostituzione della vecchia linea di diametro 850/750 millimetri.
- Gorizia – Flaibano: una linea (in una tratta due linee) di circa 65 km (DN650 – DN1050) che collega il punto di Entrata/Uscita di Gorizia interconnesso con la rete di trasporto slovena all'impianto di Flaibano, lungo la dorsale di importazione da Tarvisio.
- Passo Gries– Mortara: una linea di 177 km (DN1200), che collega il Punto di Entrata/Uscita di Passo Gries interconnesso con il gasdotto svizzero Transitgas al nodo di Mortara nella Pianura Padana.

- Interconnessione TAP: una linea di 56 km (DN1400), che collega il punto di Entrata di Melendugno, interconnesso con il gasdotto TAP di importazione del gas dall'Azerbaijan, del Mar Caspio), al gasdotto Palagianò-Brindisi presso Brindisi.

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

- GNL Italia di Panigaglia: collegato alla rete nazionale nei pressi di Parma con un gasdotto di circa 110 km;
- Adriatic LNG di Porto Viro: collegato alla rete nazionale presso il nodo di Minerbio con il gasdotto Cavarzere – Minerbio, della società Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A.;
- OLT di Livorno: collegato alla rete nazionale attraverso una linea di 36 km, di cui 28 km sottomarini.
- FSRU Italia di Piombino: collegato alla rete nazionale con un allacciamento di circa 8 km.

Fanno parte della Rete Nazionale di Snam Rete Gas anche 13 centrali di compressione, che conferiscono al gas naturale l'energia (in forma di pressione – prevalenza) necessaria per il trasporto, compensando le perdite di pressione dovute all'attrito del gas nelle condotte. Le centrali di compressione sono distribuite lungo le dorsali di trasporto a distanze medie di circa 200 km e comprendono almeno 3 unità di compressione, costituite da compressori centrifughi azionati da turbine a gas (e nel prossimo futuro anche da motori elettrici). Al 31 dicembre 2023 risultano installate 49 unità di compressione per una potenza complessiva di 961 MW.

Rete regionale di gasdotti

La rete di trasporto regionale, che si estende per 23.105 km, è costituita da gasdotti di diametro e pressioni di esercizio di norma inferiori a quelli della rete nazionale. La rete di trasporto regionale assolve la funzione di movimentare il gas naturale a livello regionale e locale per la fornitura del gas ai clienti finali e alle aziende di distribuzione, per l'immissione in rete del gas proveniente dalle produzioni nazionali e dagli impianti di produzione di biometano e per la riconsegna del gas alle altre reti di trasporto interconnesse.

2.2.2 Altre reti di trasporto

Oltre a Snam Rete Gas, esistono in Italia altri 7 operatori che svolgono attività di trasporto gas, due dei quali esercitano anche una quota della rete nazionale di trasporto:

- SGI - Società Gasdotti Italia S.p.a.: La rete SGI consta di circa 1400 km di gasdotti, di cui 400 km facenti parte della rete nazionale, dislocati principalmente in Italia centrale e meridionale. Le principali direzioni di sviluppo della rete SGI sono 2, la prima si estende in territorio Marchigiano e Abruzzese lungo la costa adriatica, la seconda interconnette alcuni territori compresi tra Lazio e Puglia, attraversando la Campania e il Molise. Oltre all'infrastruttura principale, SGI gestisce anche alcune reti di piccola entità posizionate in Campania, Basilicata, Molise, Calabria, Sicilia e Veneto che raccolgono il gas proveniente da alcuni campi di produzione.
- Infrastrutture Trasporto Gas S.p.a.: la rete di trasporto di Infrastrutture Trasporto Gas è costituita da un metanodotto di poco più di 80 km facente parte della rete nazionale dei gasdotti che collega il terminale di rigassificazione di Cavarzere con la rete di proprietà di Snam Rete Gas.

Gli altri operatori che gestiscono reti di trasporto possiedono esclusivamente rete regionale e sono interconnessi alla rete di trasporto di Snam Rete Gas da cui approvvigionano il gas che trasportano fino ai loro punti di riconsegna. Di seguito vengono elencati tutti i trasportatori:

- Retragas S.r.l.: rete di circa 400 km dislocata in Lombardia, Trentino Alto Adige e Piemonte
- Energie Rete Gas S.r.l.: rete di circa 140 km dislocata in Piemonte e Valle d'Aosta
- Metanodotto Alpino S.r.l.: circa 75 km di rete dislocata in Piemonte
- Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas: rete di circa 40 km dislocata in Lombardia
- Netenergy Service S.r.l.: circa 35 km di rete dislocata in Molise

Oltre agli operatori elencati, altre due società si sono costituite come gestori della rete trasporto con l'obiettivo di sviluppare il trasporto di gas naturale in zone non ancora metanizzate

- Enura S.p.a.¹⁵: la società sta sviluppando un progetto di metanizzazione della Sardegna per un totale di circa 400 km di rete nazionale e circa 280 km di rete regionale¹⁶
- Gasdotti Alpini S.r.l.: la società sta sviluppando un progetto per la metanizzazione di alcune aree della provincia di Trento per un totale di circa 300 km di rete regionale

15 Enura è una Società partecipata di Snam (55% delle azioni) che controlla anche SRG al 100%.

16 I chilometri di rete indicati sono quelli per i quali è stata presentata la valutazione di impatto ambientale, ai quali è necessario aggiungere ulteriori circa 20 km di rete nazionale, 40 km di rete regionale e ulteriori 50 km di allacciamenti previsti dal progetto di metanizzazione della Sardegna.

2.2.3 Stoccaggio

In Italia sono attivi tredici campi di stoccaggio di gas naturale, realizzati in giacimenti di produzione di gas esauriti. Essi si trovano nelle regioni Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Abruzzo. Lo spazio disponibile presso i siti di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2023/24 è pari a circa 18 miliardi di metri cubi. Tale spazio comprende circa 4,5 miliardi di metri cubi di riserva strategica, il cui valore è definito dal MASE 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. Le infrastrutture di stoccaggio e i relativi operatori sono descritti di seguito:

- Stogit¹⁷: è il maggior operatore attivo nello stoccaggio di gas naturale in Italia e uno dei maggiori operatori a livello europeo con 9 concessioni operative, per uno spazio di stoccaggio utilizzabile di circa 16,5 GSmc (179 TWh), di cui circa 4,5 GSmc (49 TWh) di stoccaggio strategico.
- Edison Stoccaggio: società attiva nello stoccaggio di gas naturale in Italia, con 3 impianti con un volume di working gas pari a circa 1 GSmc (11 TWh), di cui 140 MSmc (1,5 TWh) adibiti a riserva strategica.
- Ital Gas Storage: società che gestisce il sito di stoccaggio di Cornegliano Laudense avente circa 1 GSmc (11 TWh) di volume.

2.2.4 Rigassificazione

L'importazione di GNL in Italia è garantita da quattro terminali di ricezione e rigassificazione:

- l'impianto di Panigaglia (GNL Italia), operativo a partire dall'inizio dagli anni '70, dispone di una capacità di stoccaggio di circa 100.000 m³ liquidi di GNL, di una capacità di rigassificazione di 10,5 MSmc/g (114 GWh/g) e di una capacità di importazione annua di circa 3,5 GSmc (38 TWh);
- l'impianto di Rovigo, al largo di Porto Levante (Adriatic LNG), operativo dalla seconda metà del 2009, dispone di una capacità di stoccaggio di circa 250.000 m³ liquidi di GNL, di una capacità di rigassificazione di 26,4 MSmc/g (286 GWh/g) e di una capacità di importazione annua di 9 GSmc (87 TWh);
- il terminale offshore FSRU di Livorno (OLT), operativo dal 2013, dispone di una capacità di stoccaggio di 137.500 m³ liquidi di GNL, di una capacità di rigassificazione di 15 MSmc/g (163 GWh/g) e di una capacità di importazione annua di 3,75 GSmc (41 TWh);
- il terminale FSRU Italia di Piombino (FSRU Italia), operativo dal 2023, dispone di una capacità di stoccaggio di 170.000 m³ liquidi di GNL, di una capacità di rigassificazione di 14¹⁸ MSmc/g (152 GWh/g) e di una capacità di importazione annua di 5 GSmc (54 TWh).

Oltre agli impianti di rigassificazione elencati, nel rispetto delle disposizioni contenute nell'articolo 5 del decreto legislativo 50/2022, FSRU Italia sta realizzando un nuovo impianto di rigassificazione che verrà collocato al largo delle coste di Ravenna entro il 2024 e avrà una capacità di rigassificazione di 20 MSmc/g (217 GWh/g) e una capacità di importazione annua di 5 GSmc (54 TWh).

¹⁷ Stogit è controllata al 100% da Snam che gestisce anche SRG al 100%.

¹⁸ La massima capacità di erogazione del terminale è pari a circa 20 MSm³/g che potranno essere garantiti a seguito del ricollocamento del terminale e degli sviluppi infrastrutturali previsti sulla rete.





03

Scenari energetici





3.1

Contesto internazionale e scenari energetici

Il mondo dell'energia sta affrontando un momento di trasformazione epocale, che inciderà profondamente sulla vita del pianeta e dei suoi abitanti: il cambiamento climatico, sempre più centrale nelle politiche internazionali, richiede soluzioni concertate da una molteplicità di attori economici e istituzionali a livello mondiale. Alcuni sforzi saranno necessari per limitare il riscaldamento globale ben al di sotto dei 2 gradi centigradi e proseguendo con gli sforzi per limitarlo a 1,5 gradi, così come definito nell'accordo di Parigi, adottato alla Conferenza delle Parti (COP) del 2015.

Nello "Special Report on the impacts of Global Warming of 1.5° C" del 2018, l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha sottolineato come gli effetti dell'aumento della temperatura causato dalle attività umane siano già evidenti e abbiano già causato un riscaldamento globale di circa 1° C rispetto al periodo preindustriale. Secondo l'IPCC, con i ritmi di produzione attuali, le emissioni di gas a effetto serra causeranno un aumento della temperatura di +1,5° C al 2040, per superare i +2° C negli anni successivi, con effetti catastrofici per il pianeta.

Il World Economic Forum, nel suo annuale "Global Risk Report" pone da anni il cambiamento climatico tra i rischi più significativi per la comunità globale, evidenziando l'interconnessione tra rischi climatici e rischi sociali e geopolitici, come migrazioni di massa, pandemie e scarsità di risorse idriche.

I prossimi 10 anni saranno fondamentali per limitare il riscaldamento globale al di sotto di 2°C: le emissioni di CO₂ entro il 2030 dovranno diminuire di circa il 25% e raggiungere lo zero entro il 2070. Considerando lo scenario più ambizioso dell'accordo di Parigi, con un aumento limitato a 1,5°C, le emissioni globali dovrebbero diminuire di circa il 45% rispetto ai livelli del 2010 entro il 2030, raggiungendo l'obiettivo "emissioni zero" intorno al 2050.

I percorsi di mitigazione necessari sono caratterizzati da riduzioni della domanda di energia, decarbonizzazione dell'elettricità e di altri combustibili, elettrificazione dell'uso finale dell'energia, profonde riduzioni delle emissioni agricole, e l'utilizzo di soluzioni di rimozione della CO₂ dall'atmosfera. Questa trasformazione è alla base della transizione energetica, il processo che accompagnerà il mondo verso un sempre maggiore utilizzo di fonti rinnovabili e in generale verso un modello economico più sostenibile, anche grazie alle nuove tecnologie e al risparmio energetico.

In tale contesto, il gas e le relative infrastrutture ricoprono un ruolo importante ai fini del raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni, di penetrazione di fonti energetiche rinnovabili e di efficienza energetica. Il gas è in grado, da un lato, di fornire i servizi di flessibilità, sicurezza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetiche e dall'altro di sostenere un percorso verso una low carbon economy e allo stesso tempo favorire la decarbonizzazione attraverso lo sviluppo di gas rinnovabili quali biometano, idrogeno e gas sintetico.

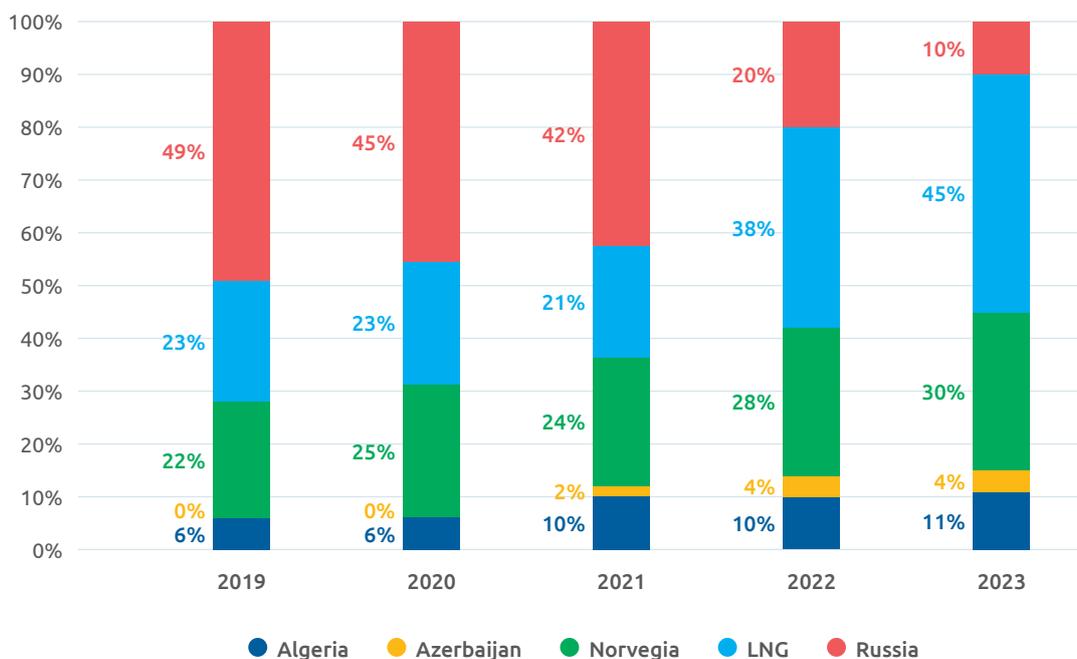
A livello globale, le politiche pubbliche hanno dato un impulso al consumo di gas in mercati importanti come la Cina, dove questo può sostituire il carbone. Allo stesso modo, in Europa e negli Stati Uniti, la sostituzione del carbone con il gas sta portando a risultati migliori per la qualità dell'aria e le emissioni di carbonio. Lentamente e costantemente, altri Paesi, come l'India, stanno seguendo l'esempio di quelli appena citati. Le politiche incentrate sul cambiamento climatico che avranno effetti nei prossimi 10 anni potranno fornire opportunità di crescita per l'industria del gas, risorsa flessibile che può integrare la crescente generazione da fonti rinnovabili che si sta affermando.

L'Unione Europea ha assunto un ruolo di guida e di esempio nella sfida alla decarbonizzazione con impegni sfidanti di medio e lungo termine.

In tale sfida di transizione verso un'economia "low carbon" l'Unione europea ha infatti declinato i propri impegni nei programmi "Clean energy for all Europeans" al 2030 e "EU 2050 Climate Long-Term Strategy", che mirano alla riduzione almeno del 40% al 2030 e del 100% al 2050 delle emissioni di gas serra, all'aumento del 32% al 2030 della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e del 32,5% al 2030 dell'efficienza energetica. Inoltre nel 2019 è stato presentato il "Green Deal europeo", che fa da quadro alle iniziative presentate dalla Commissione UE per il proprio mandato (2019-2024) al fine di avviare il percorso di neutralità climatica al 2050. Nel settembre 2020, con la pubblicazione del pacchetto "Fit for 55", la Commissione UE ha proposto di elevare il target di riduzione delle emissioni di CO₂ per il 2030 al 55% rispetto ai livelli del 1990, a dimostrazione del crescente impegno istituzionale nell'affrontare i problemi legati al clima e nel limitare il riscaldamento globale. A dicembre 2020 il nuovo target è stato accettato dai leader europei.

Gli obiettivi di decarbonizzazione fissati dall'UE sono stati influenzati dalle conseguenze che il conflitto russo-ucraino ha generato sul sistema energetico europeo, rendendo necessaria anche una modifica della traiettoria di transizione energetica che tenesse conto della necessità di garantire la sicurezza energetica dei paesi dell'unione. La tematica può essere descritta osservando la redistribuzione degli approvvigionamenti a seguito del conflitto fra Russia e Ucraina che ha provocato una progressiva riduzione delle importazioni di gas dalla Russia.

Figura 6: Supply Europa¹⁹



Come è possibile osservare dal grafico il gas Russo che garantiva nel 2020 la copertura del 45% dei fabbisogni europei si è ridotto al 20% nel 2022 e al 10% nel 2023, mentre sono incrementate le importazioni di gas via GNL dal 23% al 45%, dalla Norvegia dal 25% al 30% e dall'Algeria dal 6% al 11%, cui si sono aggiunte quelle dall'Azerbaijan grazie al contributo dell'infrastruttura TAP che ha contribuito a coprire il 4% della supply europea.

Oltre alla tematica della transizione energetica è quindi necessario considerare la dimensione relativa alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico che è diventata una questione cruciale per tutti gli Stati membri dell'UE a causa della loro dipendenza dalle importazioni. La tematica della sicurezza energetica comprende sia la dimensione fisica, vale a dire la disponibilità, l'affidabilità e l'adeguatezza dell'approvvigionamento energetico, che la dimensione del prezzo, ovvero l'accessibilità e la ragionevolezza dei prezzi determinati dal mercato.

19 Fonte: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports> basato su ENTSOG transparency platform e aggiornato a novembre 2023. Non considerate le produzioni nazionali che ha fornito un contributo pressochè costante negli anni

In risposta a tale fenomeno e con l'intento di aumentare la resilienza del sistema energetico dell'unione, a marzo 2022 la Commissione europea ha suggerito una strategia per l'indipendenza energetica europea dalla Russia da raggiungere entro il 2027 o al più tardi entro il 2030, definendo un piano di azione per l'Unione volto ad aumentare la produzione di energia verde e diversificare gli approvvigionamenti.

In particolare, la strategia proposta si basa su due pilastri:

1. diversificazione degli approvvigionamenti di gas;
2. riduzione della dipendenza da combustibili fossili.

Con particolare riferimento al primo pilastro, la Commissione ha valutato prioritariamente gli investimenti in infrastrutture del gas con l'intento di superare le attuali limitazioni infrastrutturali che impediscono il pieno sviluppo del settore in Europa. Al Consiglio europeo del 24 e 25 marzo 2022 i leader europei hanno condiviso la strategia proposta dalla Commissione e il 18 maggio 2022 è stato presentato il REPower EU Plan, contenente una serie di misure per raggiungere l'indipendenza dalle importazioni russe entro la fine del decennio. Le principali linee di azione del Piano sono:

- a) risparmio energetico e promozione dell'efficienza energetica;
- b) diversificazione dell'approvvigionamento energetico;
- c) accelerazione della transizione verso l'energia pulita.

Il Piano si pone in linea con il pacchetto di proposte "Fit for 55", confermando gli obiettivi di riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 e di neutralità climatica entro il 2050, anche secondo quanto previsto dal Green Deal europeo.

La rinuncia alle importazioni di combustibili fossili dalla Russia impone una rapida ridefinizione della traiettoria di transizione energetica europea e rende necessari investimenti che garantiscano la sicurezza dell'approvvigionamento nell'infrastruttura del gas.

L'Allegato 3 del Piano REPower EU analizza il fabbisogno infrastrutturale per il gas in Europa, sottolineando che, una volta conclusi i progetti d'interesse comune (PIC) del quinto elenco attualmente in fase di realizzazione, sarà necessario soddisfare il fabbisogno regionale supplementare di infrastrutture e interconnessioni del gas al fine di compensare l'equivalente delle importazioni russe messe a rischio dal conflitto. Le nuove rotte di importazione e i nuovi flussi di gas all'interno dell'Unione richiederanno investimenti pari a 10 miliardi di euro entro il 2030 in aggiunta a quelli necessari per raggiungere gli obiettivi del pacchetto "Fit for 55", al fine di garantire un'offerta sufficiente e una distribuzione omogenea del gas naturale in tutti gli Stati membri. I progetti che in parte sono già entrati in esercizio e che verranno sviluppati riguardano principalmente unità FSRU e investimenti volti a rafforzare il corridoio meridionale.

3.2

Consuntivi di domanda e offerta di gas in Italia

Gli scenari di domanda e offerta nazionali sono descritti nel documento “Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033” predisposto da Snam ai sensi della deliberazione 468/2018/R/gas, in coordinamento con l’operatore della rete elettrica di trasmissione nazionale (Terna).

Si rappresentano nel seguito gli elementi principali degli scenari unitamente a una descrizione delle capacità di trasporto dell’ultimo triennio.

3.2.1 Consumi primari energetici in Italia

I consumi primari di energia indicano quanta energia è messa a disposizione di un Paese o per essere consumata direttamente o per essere trasformata in prodotti derivati da mandare successivamente al mercato del consumo finale o per essere trasformati in energia elettrica, ad esempio il gas utilizzato nelle centrali termoelettriche per produrre elettricità. Le fonti di energia secondaria sono tutte forme di energia che sono ottenute a partire da una fonte primaria.

L’importante ruolo che copre il gas naturale traspare dall’andamento dei consumi primari di energia, in cui anche nel 2022 ha mantenuto livelli in linea con gli anni precedenti coprendo il 38% dei consumi primari di energia.



Nel 2022, per il quinto anno consecutivo, escludendo il 2020, fortemente influenzato dagli effetti del COVID, è diminuita la disponibilità energetica lorda del Paese che si è attestata a 149.175 migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (ktep), equivalenti a circa 1735 TWh. Rispetto al dato 2021, 156.179 ktep, equivalenti a circa 1816 TWh, ha registrato una flessione del -4,5%, con un aumento del PIL, in termini reali, del 3,7%²⁰.

La diminuzione della disponibilità energetica, in termini di variazione percentuale dell'anno 2022 rispetto all'anno 2021, si è manifestata in tutti i settori ad eccezione dei combustibili solidi e dell'energia elettrica: -10,1% nel gas naturale, +34,1% nei combustibili solidi, -0,4% nel petrolio e prodotti petroliferi, -1,4% nei rifiuti non rinnovabili, -7,8% nelle rinnovabili e nei biocombustibili e +0,5% nell'energia elettrica.

Tra gli anni 2021 e 2022, la composizione percentuale delle fonti energetiche ha registrato una leggera diminuzione del contributo del gas naturale (dal 40,0% al 37,6%) e delle rinnovabili e dei biocombustibili (dal 19,1% al 18,5%) mentre ha visto un aumento dei combustibili solidi (da 3,5% a 5,0%), del petrolio e prodotti petroliferi (da 34,3% a 35,7%), dei rifiuti non rinnovabili (dallo 0,7% allo 0,8%) e dell'energia elettrica (da 2,4% a 2,5%).

DISPONIBILITÀ ENERGETICA LORDA PER FONTE (INCLUDE BUNKERAGGI MARITTIMI E AVIAZIONE INTERNAZIONALI).

TWh	2018	2019	2020	2021	2022
Gas naturale [1]	692,1	708,8	677,9	726,1	652,5
<i>in % sul totale</i>	<i>37,3%</i>	<i>38,6%</i>	<i>40,5%</i>	<i>40,0%</i>	<i>37,6%</i>
Solidi	99,3	75,4	59,2	64,4	86,4
Petrolio e prodotti petroliferi	668,4	659,2	550,7	622,3	619,7
Rifiuti non rinnovabili	13,2	13,8	13,8	13,3	13,1
Rinnovabili e biocombustibili	340,5	343,2	341,3	347,5	320,3
Energia elettrica	43,9	38,1	32,2	42,8	43,0
Totale	1.857,4	1.838,5	1.675,1	1.816,4	1.734,9

[1] Per il gas naturale i valori riportati sono espressi a Potere Calorifico Inferiore (9,5 kWh/mc).

3.2.2 Domanda di gas naturale

La domanda di gas in Italia nel 2023 è stata pari a 590 TWh (62 BSmc), di cui circa 2,5 TWh (260 MSmc) soddisfatti da biometano, in diminuzione di circa 66 TWh (7 BSmc) (-10,2%) rispetto al 2022 per diminuzione dei prelievi in quasi tutti i settori di consumo, condizionati sia dai rincari del prezzo del gas accentuati dallo scoppio della guerra "Russo Ucraina", sia dalle misure di contenimento della domanda gas (DM 383 del 6 ottobre 2022) per far fronte alla riduzione delle forniture di gas dalla Russia, in particolare a partire dalla tarda primavera e conseguenti all'esacerbarsi dei rapporti tra Unione Europea e Russia a seguito dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia.

Nel settore residenziale e terziario (-2 BSmc pari a 19 TWh; -9%) si è riscontrata la maggiore riduzione, determinata sia da una climatica del 2023 più mite rispetto al 2022 sia dalle misure di contenimento della domanda che hanno imposto nel periodo invernale un abbassamento della temperatura di riscaldamento da 20°C a 19°C, un ritardo di circa 15 giorni nella accensione dei riscaldamenti e una riduzione delle ore di funzionamento giornaliero.

Per il settore termoelettrico e della generazione combinata di elettricità e calore da gas naturale la domanda complessiva è stata pari a 26 BSmc (247 TWh).

20 PIL e indebitamento delle AP – Anno 2022

Complessivamente, è stato registrato sul settore una riduzione di circa 4 BSmc (-14 %). L'uso del gas naturale come fonte termoelettrica è stato penalizzato soprattutto dalla massimizzazione nell'uso del carbone e della riduzione della domanda elettrica prevista nel "Piano Nazionale di Contenimento dei Consumi di Gas Naturale".

In calo la domanda di gas per uso energetico del settore industriale che nel 2023 ha registrato un consumo di 9,3 BSmc (88 TWh) con una riduzione di circa 0,5 BSmc (-5%).

DOMANDA DI GAS IN ITALIA PER USI FINALI									
	BSmc	2018	2019	2020	2021	2022	2023	VAR % 2022 vs 2021	VAR % 2023 vs 2022
Usi finali	Residenziale e terziario	29	28	28	29	25	23	-13,7%	-9%
	Industria	11	10	10	12	10	9	-15,5%	-5%
	Trasporti	1	1	1	1	1	1	-16,7%	6%
	Altri settori	0,2	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	25,0%	10%
	Usi non energetici	1	1	1	1	1	1	-25,0%	-22%
Altro	Consumi e perdite	2	2	2	2	2	2	-12,5%	1%
	Termoelettrico	29	31	30	32	30	26	-4,3%	-14%
Totale domanda		73	75	71	77	69	62	-10,2%	-10%
di cui biometano		0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	25,0%	24%

[1] I valori riportati sono espressi a Potere Calorifico Inferiore (9,5 kWh/mc).

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas²¹, nel 2022 la domanda massima è stata di 3.988 GWh/g (376,8 MSmc/g), verificatasi il 25/01/2022. I maggiori contributi alla punta sono dovuti ai prelievi del settore civile, attraverso le reti di distribuzione, e del settore termoelettrico. Infatti, le reti di distribuzione hanno registrato un prelievo massimo di 2.250 GWh/g (212,6 MSmc/g) il 10/1/2022, in condizioni di temperature non particolarmente rigide, a fronte di un massimo storico del 2012 di circa 3.207 GWh/g (303 MSmc/g), in occasione di un'ondata di freddo eccezionale con temperatura media nazionale di circa -3°C, o dell'ondata di freddo del 2018, denominata "Burian", che ha spinto la domanda giornaliera delle reti di distribuzione a circa 2.769 GWh/g (261,6 MSmc/g).

Rispetto ai prelievi giornalieri di gas del settore termoelettrico si osserva una punta di circa 1.221 GWh/g (115,3 MSmc/g) il 25/01/2022.

21 Domanda giornaliera espressa a Potere Calorifico Superiore (10,58 kWh/m³).

3.2.3 Offerta di gas naturale

L'offerta di gas naturale per il mercato italiano 2023 è stata di circa 61 miliardi di metri cubi, equivalenti a circa 645 TWh, in riduzione di circa 7 miliardi di metri cubi (-12%) rispetto al 2022, mentre le importazioni di gas naturale nel 2023 sono state pari a 61,5 miliardi di metri cubi, equivalenti a circa 650 TWh. Il fabbisogno di importazione si è ridotto leggermente rispetto all'anno precedente, con la riduzione della domanda da 69 a 62 miliardi di metri cubi, anche con il valore delle esportazioni sempre in aumento rispetto al 2021 e il saldo positivo fra il riempimento e lo svuotamento dello stoccaggio. Come già evidenziato a livello Europeo, le conseguenze del conflitto fra Russia e Ucraina hanno profondamente modificato la composizione delle importazioni italiane.

Le importazioni dal Punto di Entrata di Tarvisio sono rimaste sostanzialmente stabili dal 2018 al 2021, iniziando a registrare una forte riduzione nel 2022, come conseguenza della drastica riduzione delle importazioni di gas dalla Russia. Nel corso del 2023 l'utilizzo del PdE di Tarvisio ha subito un'ulteriore diminuzione. Tale riduzione è stata fondamentale bilanciata mediante l'incremento delle importazioni dall'Algeria, dall'Azerbaijan, dal Mare del Nord ed infine dalle importazioni di GNL.

Dopo una forte contrazione negli anni 2019 e 2020 sono invece cresciute a partire dal 2021 le importazioni dal PdE di Mazara del Vallo, con un ulteriore incremento nel 2022, anno in cui l'importazione dall'Algeria ha raggiunto il massimo degli ultimi 10 anni divenendo la maggiore fonte di importazione in Italia.

Dal 2021 è stato messo in esercizio il nuovo gasdotto TAP per l'importazione dall'Azerbaijan, il cui pieno funzionamento si è registrato nel 2022 con l'utilizzo del PdE di Melendugno vicino al suo valore massimo di capacità.

Per quanto riguarda il PdE di Passo Gries, da cui proviene il gas importato dal Mare del Nord, si può notare che il suo utilizzo è molto influenzato dalle dinamiche commerciali e dal differenziale di prezzo tra TTF e PSV, con un picco di utilizzo nel 2019, valori leggermente inferiori nel 2020 e una forte riduzione nel 2021, anno di entrata in esercizio del gasdotto TAP. Nel corso del 2022, anche a seguito della riduzione dei flussi di approvvigionamento dalla Russia, il tasso di utilizzo di Passo Gries è nuovamente aumentato, anche se occorre rilevare che, sia nel 2021 che soprattutto nel 2022, ci sono stati diversi giorni caratterizzati da flussi fisici in esportazione dal sistema italiano.

I PdE interconnessi con i rigassificatori nel periodo di osservazione mostrano dei tassi di utilizzo in linea con le dinamiche del mercato GNL a livello europeo, con l'eccezione di Cavarzere che ha sempre mantenuto tassi di utilizzo superiori al 70%. I due terminali di Livorno e Panigaglia, dopo il 2018 caratterizzato da livelli molto bassi di utilizzo, hanno registrato tassi di utilizzo superiori a 60% e 50% rispettivamente nel biennio 2019-20, scesi nuovamente nel 2021 per poi tornare a crescere a valori elevati nel 2022. È importante evidenziare che anche per il nuovo terminale di rigassificazione di Piombino, entrato in esercizio nel luglio 2023, è previsto un tasso di utilizzo elevato nei prossimi anni.

Come già anticipato, per quanto riguarda l'utilizzo dei Punti di Uscita, è importante evidenziare la crescita dei flussi in esportazione, sia commerciale che fisica, nei punti di uscita di Passo Gries e Tarvisio, quest'ultimo in particolar modo divenuto strategico per l'approvvigionamento dell'Austria e dei Paesi ad essa interconnessi, a seguito della riduzione dei flussi di importazione dalla Russia.

Nella tabella seguente è riportata, come indicazione del livello di utilizzo della rete, l'offerta di gas in Italia nel periodo 2019-2023.



UTILIZZO DELLA RETE NEL PERIODO 2019-2023							
BSmc	2019	2020	2021	2022	2023 (*)	VAR % 2022 VS 2021	VAR % 2023 VS 2022
Tarvisio importazione	29,9	28,4	29,0	14,0	2,8	-52%	-80%
Mazara del Vallo	10,2	12,0	21,2	23,6	23,0	11%	-3%
Passo Gries importazione	11,1	8,6	2,2	7,6	6,6	248%	-14%
Gela	5,7	4,4	3,2	2,6	2,5	-18%	-3%
Melendugno importazione	0,0	0,0	7,2	10,3	10,0	43%	-3%
Gorizia importazione	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0%	0%
Cavarzere (GNL)	7,9	6,8	7,3	8,2	8,8	13%	8%
Panigaglia (GNL)	2,5	2,5	1,0	2,3	2,6	118%	13%
Livorno (GNL)	3,6	3,3	1,4	3,8	3,8	167%	0%
Piombino (GNL)					1,2	n.a	n.a
TOTALE IMPORTAZIONI	70,8	66,0	72,5	72,4	61,5	0%	-15%
Produzioni nazionali **	4,5	3,9	3,1	3,1	3,0	0%	-3%
Saldo netto prelievi/emissioni stoccaggio ***	-1,4	0,9	1,4	-2,8	-0,4	-300%	86%
TOTALE DISPONIBILITÀ DI GAS NATURALE (A)	74,0	70,8	77,1	72,6	64,1	-6%	-12%
Riconsegna al mercato nazionale	73,1	70,0	75,0	67,3	60,8	-10%	-10%
Di cui riconsegnato a trasportatori terzi	1,5	1,5	1,7	1,5	1,3	-11%	-13%
Totale esportazioni	0,3	0,4	1,5	4,6	2,6	206%	-43%
Consumi ed emissioni Snam Rete Gas	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	0%	0%
TOTALE PRELIEVI DI GAS NATURALE	74,0	70,8	77,1	72,6	63,8	-6%	-12%
Totale esportazioni (B)	0,4	0,4	1,5	4,6	2,6	206%	-43%
Altri consumi ***** (C)	0,7	0,5	0,4	0,5	0,4	25%	-20%
TOTALE OFFERTA ITALIA (A-B+C)	74,2	70,9	75,9	68,5	61,1	-10%	-12%

* Preconsuntivo aggiornato a novembre 2023

** Dato al netto degli autoconsumi di gas dei pozzi

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

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

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

3.2.4 Capacità di trasporto

La capacità di trasporto continua e interrompibile a inizio anno termico 2023-2024, relativa ai PdE interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, è di 390 MSmc/g (4.258 GWh/g), in incremento rispetto agli anni precedenti grazie all'entrata in esercizio del PdE interconnesso con il terminale FSRU di Piombino.

In aggiunta alle capacità sopra descritte, sono disponibili capacità di trasporto ai PdE da produzione nazionale per un totale di 16,5 MSmc/g (177 GWh/g). Per questi ultimi è stata inoltre messa a disposizione capacità di trasporto modulata nell'arco dell'anno, introducendo due periodi, estivo e invernale, nell'ottica di incrementare la capacità di trasporto nel periodo invernale.

Viene infine offerta una capacità continua di esportazione di circa 40 MSmc/g (500 GWh/d) a cui è possibile sommare circa 21,6 MSmc/g (240 GWh/g di capacità interrompibile (in controflusso commerciale) a Melendugno.

CAPACITÀ DEL TRASPORTO GAS IN IMPORT

MSmc/g	Anno termico 2020-2021			Anno termico 2021-2022			Anno termico 2022-2023			Anno termico 2023-2024		
	Continua	Interrompibile	Totale									
Punti di entrata												
Mazara del Vallo (*)	102	2,7	105	103	4,6	107	103,7	5	109	103,7	5	109
Gela (*)	38,6	2,7	41	43,6	4,6	48	45,5	5	51	45,5	5	51
Melendugno (*)	44	2,7	47	44	4,6	49	44,5	5	50	44,5	5	50
Totale SUD	123	8,1	132	126	13,8	140	126	15	141	122	15	137
Panigaglia (GNL)	13	0	13	13	0	13	13	0	13	13	0	13
Cavarzere (GNL)	26,4	0	26	26,4	0	26	26,4	0	26	26,4	0	26
Livorno (GNL)	15	0	15	15	0	15	15	0	15	15	0	15
Piombino (GNL)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	14
Totale CENTRO (**)	54,4	0	54,4	0	54,4	54,4	0	54,4	54,4	68,4	0	68,4
Passo Gries	59	5,4	64	59	5,4	64	59	5,4	64	59	5,4	64
Tarvisio	107	6	113	109	6,8	116	109	6	115	109	6	115
Gorizia	2	2,8	5	3,9	0,9	5	4,2	0,6	5	4,2	0,6	5
Totale NORD	168	14	182	172	13	185	172	12	184	172	12	184
Capacità Totale	346	22	368	352	27	379	353	27	380	363	27	390

(*) È offerta una capacità concorrente sui PdE di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno, 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 valore calcolato la capacità disponibile nei PdE di Gela e Melendugno, e viceversa.

(**) Dall'anno termico 2024-2025 verrà offerta capacità anche sul punto aggiuntivo di entrata del terminale di Ravenna

CAPACITÀ DI TRASPORTO IN EXPORT

MSmc/g	Anno termico 2020-2021			Anno termico 2021-2022			Anno termico 2022-2023			Anno termico 2023-2024		
	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale
Passo Gries	40	0	40	40	0	40	40	0	40	40	0	40
Tarvisio	18	0	18	18	0	18	18	0	18	18	0	18
CAPACITÀ MASSIMA CONTEMPORANEA (PASSO GRIES + TARVISIO)	40	0	40	40	0	40	40	0	40	40	0	40
Gorizia	4,4	0	4,4	4,4	0	4,4	4,4	0	4,4	4,4	0	4,4
Bizzarone, San Marino	1,2	0	1,2	1,2	0	1,2	1,2	0	1,2	1,2	0	1,2
Melendugno	0	0	0	0	21,6	21,6	0	21,6	21,6	0	21,6	21,6
CAPACITÀ TOTALE	46	0	46	46	21,6	67,6	46	21,6	67,6	46	21,6	67,6

Di seguito vengono rappresentati gli utilizzi dei Punti di Entrata e dei Punti di Uscita dalla rete nazionale.

CAPACITÀ MASSIME UTILIZZATE NEL PERIODO 2019-2022

	MSmc/g	2019	2020	2021	2022
IMPORTAZIONI	Tarvisio	113	115	115	99.8
	Mazara del Vallo	61	75	70	91.2
	Melendugno	0	11	28	33.2
	Passo Gries	53	57	41	54.6
	Gela	23	25	15	13.6
	Gorizia	3	1	2	2.4
	Cavarzere (GNL)	27	27	27	27.3
	Panigaglia (GNL)	12	12	11	11.5
	Livorno (GNL)	15	15	15	14.7
	Hub stoccaggio Stogit (erogazione)	114	118	116	101.5
	Hub stoccaggio Edison (erogazione)	9	9	9	9.0
	Hub stoccaggio Italgas storage (erogazione)	2	2	3	3.6
	Produzioni nazionali (dato aggregato)	14	11	10	9.0

	MSmc/g	2019	2020	2021	2022
ESPORTAZIONI	Tarvisio	6	8	18	18.9
	Passo Gries	2	2	29	29.4
	Gorizia	0.2	0	1.2	4
	Bizzarone	0.8	0.8	0.9	0.8
	San Marino	0.4	0.3	0.4	0.4
	Hub stoccaggio Stogit (iniezione)	89	81	94	107
	Hub stoccaggio Edison (iniezione)	7	7	7	7
	Hub stoccaggio Italgas storage (iniezione)	3	1	2	2
	Aree di prelievo	113	115	115	99.8



CAPACITÀ MASSIME IMPEGNATE NEL PERIODO 2019-2023

	MSmc/g	2019	2020	2021	2022	2023
IMPORTAZIONI	Tarvisio	113	113	115	115	54
	Mazara del Vallo	77	70	66	87	88
	Passo Gries	52	54	40	54	53
	Gela	22	24	14	14	19
	Gorizia	2	2	2	2	2
	Melendugno	0	1	25	28	31
	Cavarzere (GNL)	24	22	25	25	26
	Panigaglia (GNL)	12	11	6	11	13
	Livorno (GNL)	15	15	11	15	15
	Hub stoccaggio Stogit (erogazione)	125	121	109	103	112
	Hub stoccaggio Edison (erogazione)	9	9	16	9	9
	Hub stoccaggio Italgas storage (erogazione)	2	2	2	3	4
	Produzioni nazionali & biometano (dato aggregato)	20	19	14	12	13
	ESPORTAZIONI	Tarvisio	7	1	11	18
Passo Gries		5	2	17	24	23
Gorizia		0	0	1	4	3
Bizzarone		1	1	1	1	1
San Marino		0	0	0	0	0
Melendugno		0	0	1	3	4
Hub stoccaggio Stogit (iniezione)		101	98	82	102	105
Hub stoccaggio Edison (iniezione)		7	7	8	7	7
Hub stoccaggio Italgas storage (iniezione)		3	1	2	2	2
Punti di riconsegna		430	465	451	439	419

I grafici di seguito riportati descrivono l'andamento dell'utilizzo giornaliero della capacità e dei flussi fisici nei Punti di Entrata e di Uscita della rete nazionale. Risulta evidente la forte riduzione dell'utilizzo del PdE di Tarvisio, accompagnata dall'incremento dell'utilizzo dei PdE del sud Italia, ormai prossimi alla saturazione della capacità di trasporto della dorsale sud/nord. Un fenomeno analogo può essere osservato per i PdE interconnessi con i rigassificatori di GNL.

Per quanto riguarda i Punti di Uscita del nord Italia, si osserva un utilizzo moderato fino al 2021, anno in cui, anche a seguito dei quantitativi di gas in arrivo dal TAP e soprattutto delle situazioni di tensione innescate dalla guerra in Ucraina, il loro utilizzo è cresciuto fino a raggiungere valori prossimi al massimo della capacità di esportazione dal sistema italiano. In questo contesto, si ricorda che per tutto l'anno termico 2022/2023 è stata conferita tutta la capacità disponibile al Punto di Uscita di Tarvisio e che anche per l'anno termico 2023/2024 il conferimento annuale ha raggiunto circa l'80% di tale valore.

Figura 7: Conferimenti e flussi fisici PdE del sud Italia (MSmc/g)

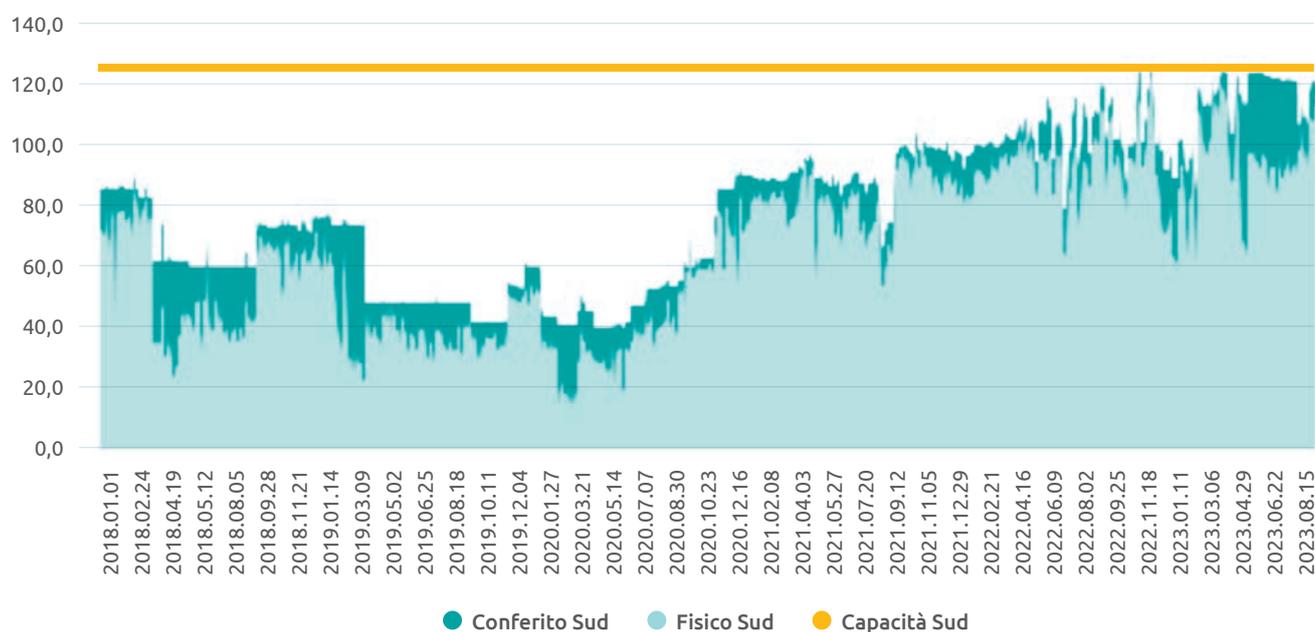


Figura 8: Conferimenti e flussi fisici PdE Tarvisio (MSmc/g)

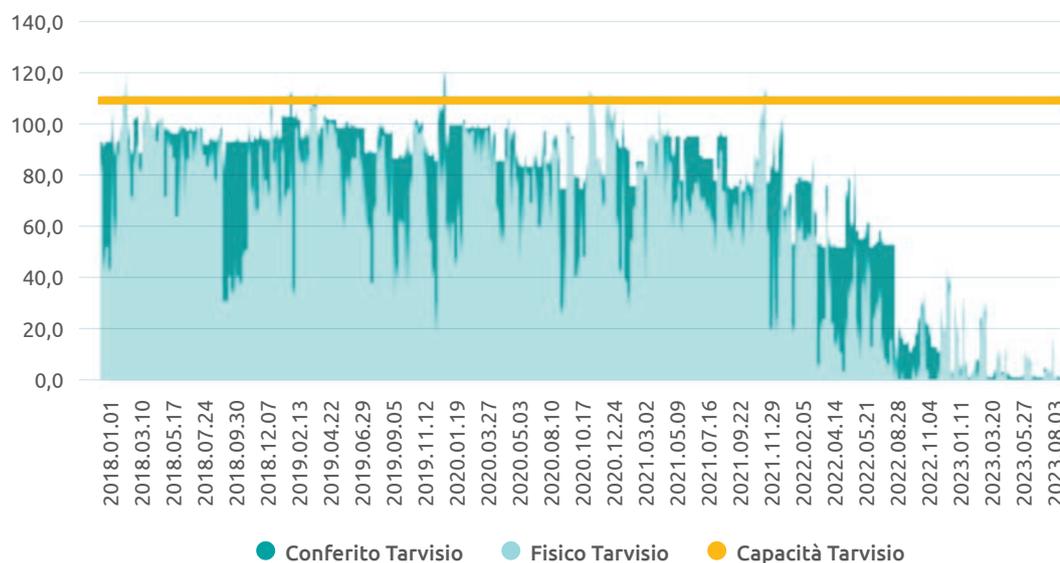


Figura 9: Conferimenti e flussi fisici PdE GNL (MSmc/g)

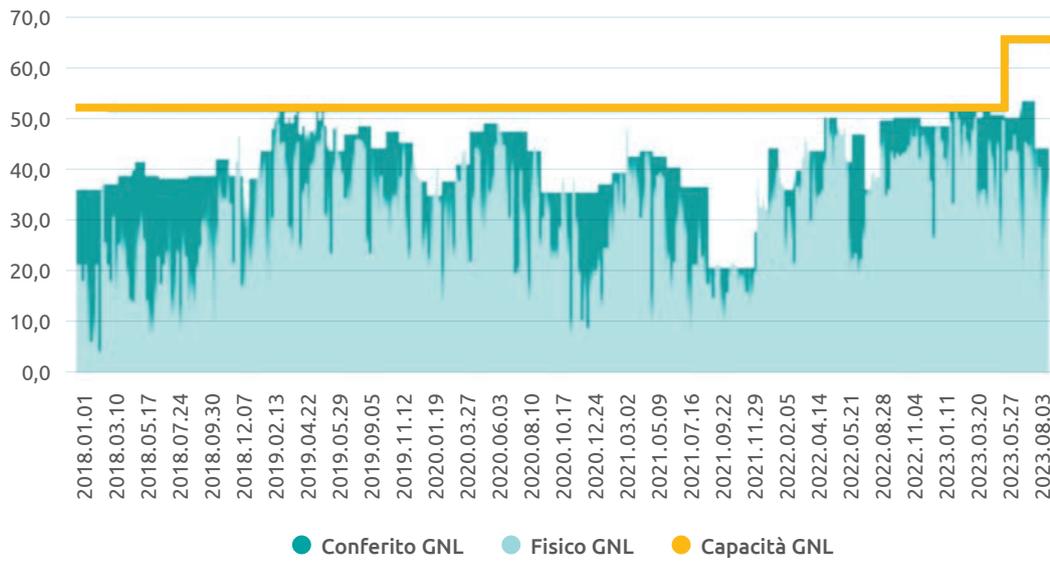
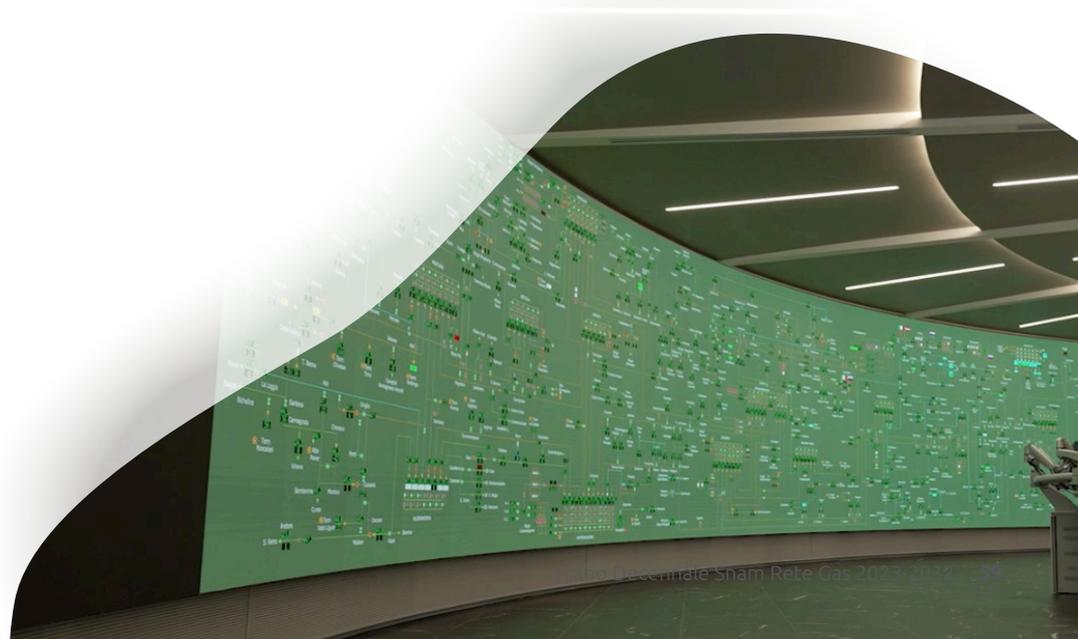
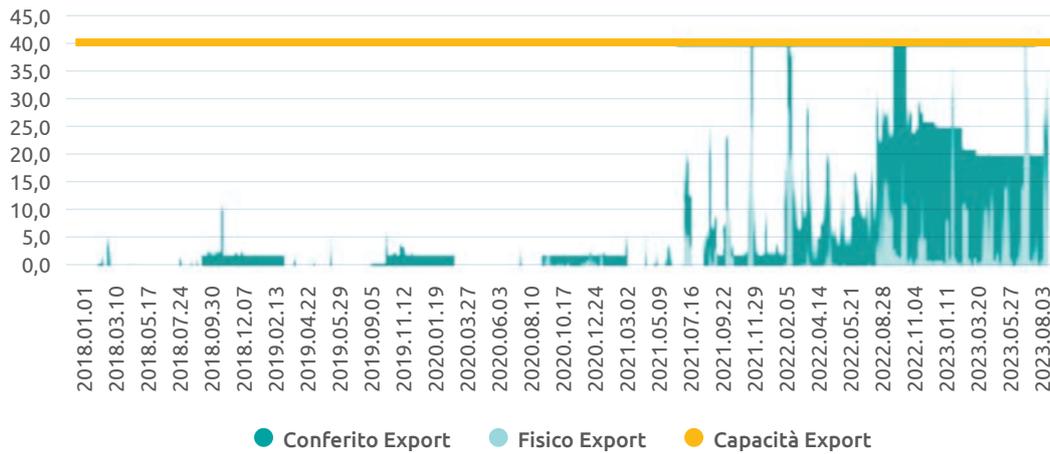


Figura 10: Conferimenti e flussi fisici PdU Nord Italia (MSmc/g)



3.3

Gli scenari nel Piano di sviluppo: scenari congiunti Snam-Terna

3.3.1 Contesto macroeconomico e commodity negli scenari

Tutti gli scenari Snam del presente documento sono basati sul contesto macroeconomico, i prezzi delle commodities e i prezzi della CO2 identificati nell'ambito del DDS 2022.

In tale contesto, i prezzi delle commodities e i prezzi della CO2 considerati nel PNIEC, per entrambi gli scenari, POLICY e REFERENCE, sono quelli raccomandati dalla Commissione europea.

Nella tabella seguente si riportano i valori delle principali commodities energetiche considerate negli scenari Snam e negli scenari PNIEC.

PREZZI COMMODITIES E CO2 ELABORATI NEGLI SCENARI SNAM-TERNA DEL DDS 2022 E CONSIDERATI ANCHE PER GLI SCENARI SNAM DEL PRESENTE DOCUMENTO (C.D., F55+, DE-IT+ E GA-IT+) E PER GLI SCENARI PNIEC (REFERENCE E POLICY) PER I RISPETTIVI ORIZZONTI TEMPORALI

Scenari	Anno	Petrolio	Gas (NCV)	Carbone	Quote di emissione
		€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/tCO2
Snam	2030	46	45	9	95
	2040	46	45	9	123
PNIEC	2030	55	41	11	80
	2040	59	41	12	85

3.3.2 Domanda e offerta di gas nel periodo 2022-2040

In ottemperanza alla delibera 468/2018/R/gas Snam ha predisposto in coordinamento con l'operatore della rete elettrica di trasmissione nazionale (Terna) il documento recante il set informativo e la descrizione degli scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2023 – 2032 e 2024 - 2033. Gli scenari di riferimento sono stati individuati al fine di consentire l'analisi di possibili evoluzioni tra loro differenti e, ove possibile, contrastanti.

Il contesto di riferimento del Piano è basato sugli scenari congiunti Snam-Terna già elaborati nel 2022 (DDS 2022, luglio 2022) la cui visione alla base considera come riferimento la Legge Europea sul clima (rif. Regolamento UE 2021/1119) che sancisce l'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica ("Net Zero") entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e il pacchetto UE Fit-For-55.

Gli scenari elaborati e descritti nel presente documento sono:

- uno scenario di policy al 2030 (c.d., Fit-For-55), basato sullo scenario F55 del DDS 2022 e aggiornato nella parte relativa alla domanda gas (F55+);
- due scenari di policy al 2040 (c.d., Distributed Energy e Global Ambition), basati sugli scenari DE-IT e GA-IT del DDS 2022 e aggiornati sulla domanda gas (DE-IT+ e GA-IT+).

Per il 2030, lo scenario F55+ analogamente allo scenario F55 elaborato nel DDS 2022, rappresenta lo scenario unico di policy. Esso traguarda gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni comunitarie del 55% grazie ad una spinta verso l'elettrificazione, all'efficienza energetica e un incremento sostanzioso delle fonti rinnovabili elettriche e dei gas verdi.

Gli scenari di sviluppo al 2040 Distributed Energy Italia (DE-IT) e Global Ambition Italia (GA-IT) sono alla base degli aggiornamenti DE-IT+ e GA-IT+ di questo documento e sono scenari contrastanti tra loro e allineati alle storyline degli analoghi scenari elaborati a livello europeo dagli European Network of Transmission System Operators for Gas and Electricity (ENTSO-e ed ENTSG). Entrambi gli scenari, partendo dallo scenario FF55, definiscono degli obiettivi al 2040 non vincolanti ed intermedi verso il raggiungimento del Net Zero al 2050 (assenza di emissioni CO₂).

Oltre a tali scenari si sono inoltre presi in considerazione per entrambi gli orizzonti temporali, 2030 e 2040, gli scenari Policy e Reference del nuovo PNIEC, il cui primo draft è stato prodotto a giugno 2023 dal MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) e la versione finale è attesa entro il 30 giugno 2024. Tali scenari rappresentano la visione più aggiornata di evoluzione del sistema energetico nazionale sia a politiche correnti (REFERENCE) sia con implementazione di nuove misure di sostegno alla transizione energetica volte a conseguire obiettivi nazionali di decarbonizzazione di medio e lungo termine coerenti con quelli previsti a livello comunitario (POLICY). Si sottolinea che i dati riportati in questo documento relativamente a questi scenari contengono anche elaborazioni Snam.

Per una trattazione più esaustiva e dettagliata sia del processo di elaborazione degli scenari che dei risultati ottenuti si rimanda al documento "Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033"²².

22 Consultabile al seguente link: <https://www.snam.it/it/i-nostri-business/trasporto/piani-decennali/piano-decennale-Snam-Rete-Gas/2023-2032.html>

Previsioni di domanda

Il ruolo del gas si conferma fondamentale in tutti gli scenari analizzati per abilitare la transizione energetica anche grazie alla progressiva sostituzione del gas naturale con gas verdi.

La tabella sottostante riporta il dettaglio dei consumi di gas naturale e gas verdi per gli scenari considerati.

PROIEZIONI DI DOMANDA DI GAS NATURALE E GAS VERDI IN ITALIA

BSmc [1]	2030				2040		
	Snam	PNIEC		Snam	PNIEC		
	F55+	POLICY	REFERENCE	GA-IT+	DE-IT+	POLICY	REFERENCE
GAS NATURALE	57	53	64	39	37	47	58
BIOMETANO	5	6	4	10	10	6	5
IDROGENO	2	1	0	12	7	n.d.	n.d.
TOTALE	65	60	68	61	55	52	63

[1] Valori riferiti a Potere Calorifico Superiore (10,58 kWh/mc).

Previsioni di offerta

Le importazioni di gas naturale dall'estero, sia attraverso le rotte via gasdotto che sotto forma di GNL, attualmente coprono circa il 90% del fabbisogno di gas e continueranno nel lungo termine a essere la fonte primaria di copertura della domanda.

La produzione nazionale di gas naturale è prevista in aumento con l'avvio, nel 2024, della produzione nei giacimenti di Argo e Cassiopea al largo delle coste siciliane, con volume stimato a regime stimato di 1 miliardo di metri cubi annui. Dopo il raggiungimento di un picco di circa 4 miliardi di metri cubi annui al 2030, la produzione nazionale di gas è prevista in declino.

Elemento essenziale per far fronte alla riduzione delle forniture russe, è il rafforzamento delle importazioni via tubo dal Sud Italia. Il potenziamento delle dorsali di trasporto da Sud a Nord (Dorsale Adriatica) permette al sistema italiano di accogliere flussi addizionali da Mazara del Vallo, da Gela e da Melendugno.

Anche il GNL assume un ruolo fondamentale, sia per la copertura della domanda, che per il contributo alla diversificazione e alla sicurezza degli approvvigionamenti, grazie all'incremento della capacità di rigassificazione ottenuto con le nuove unità galleggianti (FSRU).

Elemento costante in tutti gli scenari è il posizionamento dell'Italia come potenziale Hub Europeo del gas, in grado di esportare quantità significative attraverso le interconnessioni al confine con l'Austria, la Svizzera ed in misura marginale con la Slovenia e contribuire all'approvvigionamento dei paesi del Centro-Est Europa. Le necessità di importazione ed esportazione variano in funzione della domanda di gas considerata, nonché dello scenario di disponibilità delle fonti di approvvigionamento extra-europee.

Figura 11: Offerta scenari 2030 [BSmc]

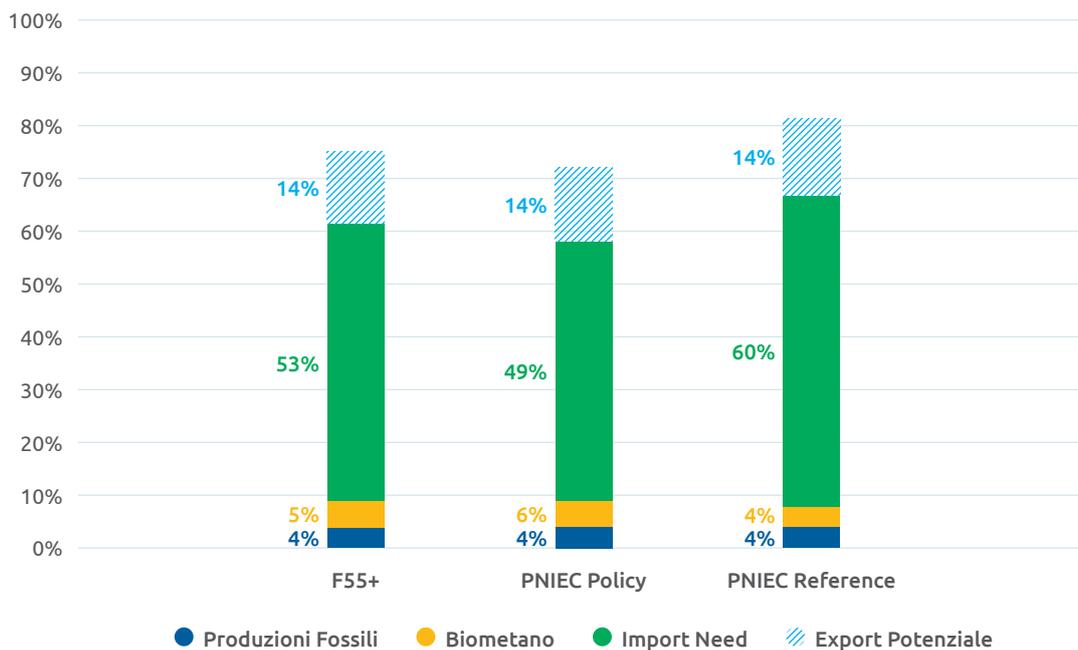
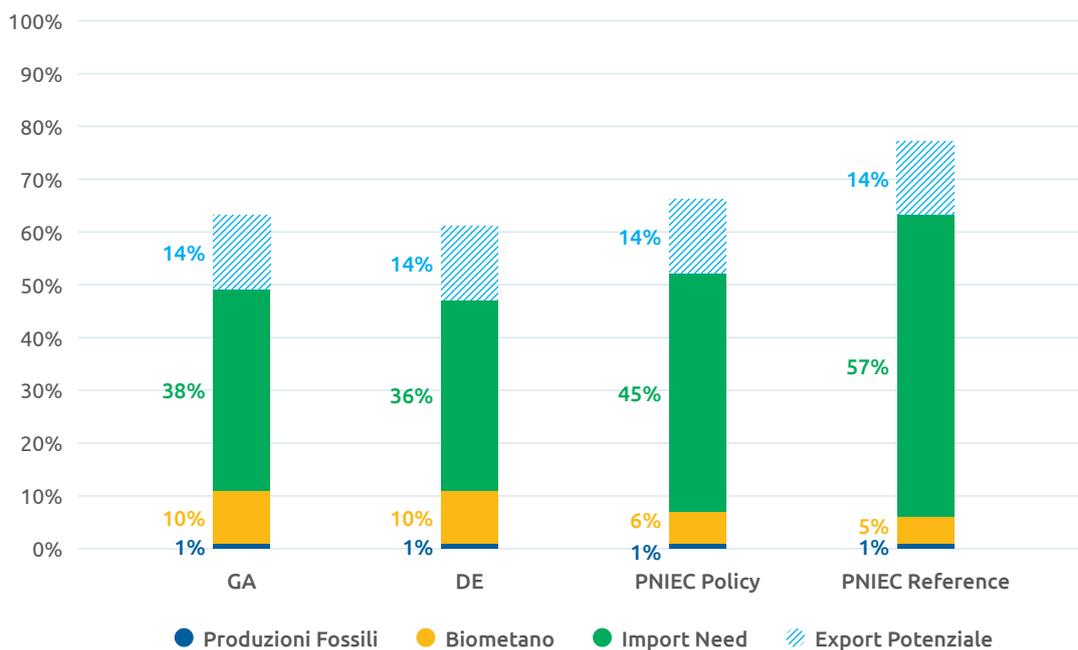


Figura 12: Offerta scenari 2040 [BSmc]



Dal punto di vista delle coperture, l'export dall'Italia viene massimizzato ove si considera un incremento della disponibilità degli approvvigionamenti da Sud in transito attraverso l'Italia e una elevata competizione sul mercato del GNL, con valori che a seconda degli scenari possono raggiungere fino a 14 bcm annui potenziali.

3.3.3 Domanda di punta

Per la definizione delle infrastrutture di trasporto vengono presi in considerazione gli scenari previsionali giornalieri e orari che vengono declinati sul contesto geografico italiano.

Per costruire questi scenari, la previsione di domanda a livello nazionale viene disaggregata tenendo conto della distribuzione dei punti di riconsegna, al fine di fornire una distribuzione geografica dei prelievi dalla rete di trasporto. L'evoluzione della domanda da 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 e orari di domanda gas hanno infatti grande variabilità sia nel corso dell'anno che della settimana, essendo influenzati dalla climatica stagionale e dalla ciclicità della produzione industriale. Questa modellizzazione temporale viene effettuata modulando lo scenario annuale con i coefficienti propri di ciascun punto di riconsegna, elaborati partendo dalle serie storiche dei prelievi.

Ai sensi del Regolamento UE 1938 del 2017 sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale, devono essere valutate situazioni di particolare criticità, che tengano conto di scenari di domanda in condizioni di freddo eccezionale, con una probabilità di accadimento di una volta ogni vent'anni. A titolo indicativo, il rapporto tra la domanda giornaliera in un inverno normale e quella estiva è di circa 2 a 1, rapporto che arriva a 3 a 1 in condizioni di freddo eccezionale.

Nelle tabelle seguenti viene riportata la domanda giornaliera di picco e fuori picco negli scenari per gli anni 2030 e 2040 gas naturale e biometano.

DOMANDA GIORNALIERA DI GAS IN CONDIZIONE DI FREDDO ECCEZIONALE (PICCO)

INVERNO ECCEZIONALE	2030			2040			
	Snam	PNIEC		Snam		PNIEC	
BSmc [1]	F55+	POLICY	REFERENCE	GA-IT+	DE-IT+	POLICY	REFERENCE
Civile	242	231	264	176	171	192	264
Industria e altro	49	50	48	34	34	44	47
Termoelettrico	153	144	161	132	0	0	155
Domanda di picco	444	425	473	343	345	367	467

[1] Valori riferiti a Potere Calorifico Superiore (10,58 kWh/mc).

Gli scenari estivi utilizzati per la verifica della capacità continue e il dimensionamento dei progetti di sviluppo della rete nazionale, tengono conto dei periodi di minimo prelievo estivo dalla rete di trasporto, anche denominata fuori picco.

DOMANDA GIORNALIERA DI GAS MEDIA ESTIVA (FUORI PICCO)

ESTATE MEDIA	2030			2040			
	Snam	PNIEC		Snam		PNIEC	
B5mc [1]	F55+	POLICY	REFERENCE	GA-IT+	DE-IT+	POLICY	REFERENCE
Civile	30	33	38	22	21	30	39
Industria e altro	40	42	40	28	28	37	40
Termoelettrico	72	65	80	52	52	50	56
Domanda di fuori picco	142	140	158	102	101	117	135

[1] Valori riferiti a Potere Calorifico Superiore (10,58 kWh/mc).

Negli scenari la punta di domanda legata a condizioni di freddo eccezionale si riduce tra il 2030 e 2040, ad eccezione che nello scenario PNIEC “reference” in cui rimane pressoché costante, a causa soprattutto della contrazione del mercato delle reti di distribuzione.

Come si osserva, anche la punta di domanda termoelettrica si riduce tra il 2030 e 2040, anche se in misura minore rispetto alla domanda civile, in relazione all’incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili. La punta termoelettrica inoltre potrebbe essere influenzata da fenomeni di indisponibilità della generazione rinnovabile, subendo un ulteriore incremento che può raggiungere i 317 GWh al giorno nel 2030. Tali considerazioni evidenziano la necessità di ulteriori approfondimenti in particolare su specifiche porzioni della rete gas, in relazione alla collocazione geografica della punta incrementale termoelettrica per valutare la resilienza delle reti esistenti.

La domanda giornaliera estiva oscilla sul periodo tra i 1.700 GWh/d e i 1.100 GWh/d, sostenuta dal termoelettrico che costituisce il maggiore tra i prelievi settoriali. Al 2030 i volumi di prelievo giornaliero estivo sono molto simili ai volumi estivi attuali che registrano prelievi di circa 1.500 GWh al giorno, mentre la domanda di punta si riduce al 2040 soprattutto per la riduzione del prelievo giornaliero termoelettrico che scende a valori compresi tra circa 530 GWh/d e 600 GWh/d.



3.4

Coerenza con altri scenari italiani ed europei

A partire dal Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2018 è stato previsto a livello europeo un coordinamento tra European Network of Transmission System Operators for Gas and Electricity (ENTSOG ed ENTSO-e) volto a definire, attraverso un processo congiunto di elaborazione e consultazione, un set di scenari di riferimento comune alle due associazioni e basato su potenziali e differenziate evoluzioni del panorama energetico, economico e tecnologico (c.d. "storylines"). Tale processo congiunto prevede che ENTSOG e ENTSO-e concordino i principali parametri che caratterizzano ciascuno scenario secondo la rispettiva storylines di base quali, a titolo esemplificativo: crescita economica, variazioni attese nella domanda di gas ed elettricità, grado di raggiungimento degli obiettivi di politica energetica e ambientale, sviluppi tecnologici, etc. In seguito, un gruppo composto da membri delle due associazioni e dei vari TSO elabora gli scenari energetici in coerenza con le storylines congiuntamente concordate.

Gli scenari di riferimento per le previsioni di domanda gas in Europa rilevanti per il presente documento sono quelli predisposti dagli ENTSOs nell'ambito dell'elaborazione dei piani europei di sviluppo della rete del 2022 e del 2024, c.d., TYNDP 2022²³ e TYNDP 2024²⁴. In particolare, gli scenari pubblicati nello "Scenario Report" del TYNDP 2022 prevedono tre scenari di evoluzione della domanda: National Trends (NT), Distributed Energy (DE) e Global Ambition (GA) che sono in corso di aggiornamento nel processo di consultazione avviato nel mese di luglio 2023 relativo al TYNDP 2024.

Gli scenari National Trends si basano su dati raccolti dai gestori dei sistemi di trasmissione e trasporto (TSO) che tengono conto degli ultimi sviluppi politici e di mercato nazionali e considerano i Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC) dei diversi paesi europei. Nello specifico lo scenario NT del TYNDP 2022 è allineato con le politiche nazionali in materia di energia e clima derivanti dagli obiettivi europei e riportati nei PNIEC pubblicati nel 2019. Diversamente, lo scenario NT+ del TYNDP 2024 è sviluppato sulla base dei dati dei TSO in conformità agli ultimi obiettivi dell'UE e considera anche i sotto obiettivi non vincolanti proposti dalla Commissione. Questi scenari hanno come orizzonte temporale il 2030 e il 2040.

Le "storylines" elaborate in ambito europeo per gli scenari DE e GA sono coerenti con gli scenari di evoluzione DE-IT+ e GA-IT+ considerati da Snam nell'ambito dell'elaborazione dei propri piani di sviluppo. Inoltre, in questo documento, al fine di definire la copertura della domanda, ogni scenario italiano di domanda è stato associato al corrispondente scenario europeo di domanda, consentendo quindi di ottenere una visione completa e coerente dei flussi tra Paesi europei. Lo scenario europeo NT è stato associato allo scenario italiano PNIEC REFERECE mentre l'NT+ è stato associato agli scenari italiani F55+, GA-IT+, e DE-IT+, ed allo scenario PNIEC POLICY.

23 TYNDP 2022 Scenario Report – Introduction and Executive Summary (entsos-tyndp-scenarios.eu)

24 TYNDP 2024 Scenarios by ENTSOG and ENTSO-E (entsos-tyndp-scenarios.eu)



04

Esigenze e logiche di intervento

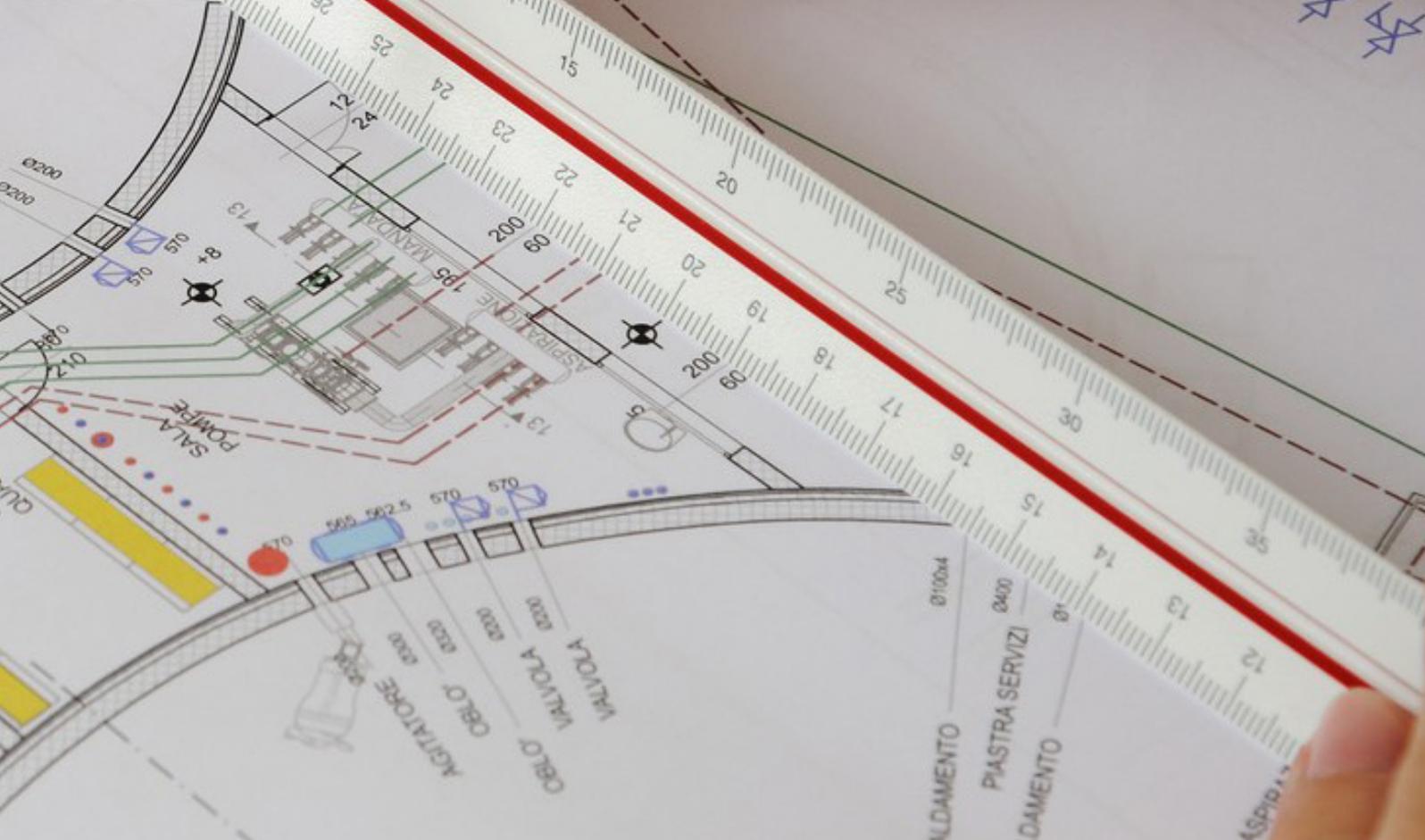




STAEDTLER
Norik

SERVIZI
Ø40
Ø100x4

10 m



LE
VAL
VALV

RISCALDAMENTO
PIASTRA SERVIZI
RISCALDAMENTO

ASPIR

4.1

Esigenze di sviluppo della capacità di trasporto

Snam Rete Gas ha predisposto il Piano di sviluppo tenuto conto dei fabbisogni di capacità nei Punti di Entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, che saranno resi disponibili secondo il piano delle capacità di importazione di lungo termine sotto riportato.

CAPACITÀ CONTINUA DI IMPORTAZIONE 2023 – 2040

MSmc/g	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Punti di entrata										
Mazara del Vallo *	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7
Gela **	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Melendugno *	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	53	53	53
TOTALE SUD (MAX CONTEMPORANEA) ***	122	122	122	131	150	150	150	150	150	150
GNL Panigaglia	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
GNL Cavarzere	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
GNL Livorno	15	15	15	18	18	18	18	18	18	18
GNL Piombino	14	14	14	20	20	20	20	20	20	20
GNL Ravenna		20	20	29	29	29	29	29	29	29
TOTALE CENTRO	68	88	88	106						
Passo Gries	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Tarvisio	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
Gorizia	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
TOTALE NORD	172									
CAPACITÀ TOTALE	363	383	383	410	410	428	428	428	428	428

L'incremento della capacità di trasporto dal sud Italia (max contemporanea da Sud) tiene conto dei seguenti accadimenti:

- lo spostamento del terminale FSRU da Piombino a Vado, che consente il ritorno al valore di 126 MSmc/g (1351 GWh/g) nel 2026;
- l'entrata in esercizio della Prima Fase della Linea Adriatica, che consente l'incremento di 5 MSmc/g fino a 131 MSmc/g (1451 GWh/g) sempre nel 2026;
- l'entrata in esercizio della Seconda Fase della Linea Adriatica, che consente l'ulteriore incremento di 19 MSmc/g fino a 150 MSmc/g (1661 GWh/g) nel 2027.

Nel 2026 l'entrata in esercizio della Prima Fase della Linea Adriatica consente inoltre l'incremento di 3 MSmc/g (33 GWh/g) della capacità di trasporto dal PdE interconnesso con il terminale GNL di Livorno e l'incremento di 9 MSmc/g (98 GWh/g) della capacità nel PdE interconnesso con il terminale di Ravenna.

Infine, nel 2030, è previsto l'incremento della capacità di trasporto del PdE di Melendugno, a seguito della realizzazione del gasdotto Matagiola – Francavilla il cui progetto è attualmente nella fase di ingegneria e permessi. La stessa logica di sviluppo del piano delle capacità è stata applicata alle capacità nei Punti di Uscita interconnessi con l'estero, tenendo conto dell'entrata in esercizio degli interventi di sviluppo previsti secondo il piano delle capacità di esportazione di lungo termine sotto riportato.

CAPACITÀ CONTINUA DI ESPORTAZIONE 2023 – 2040

MSmc/g	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Passo Gries	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Tarvisio	18	24	24	40	40	40	40	40	40	40
CAPACITÀ MASSIMA CONTEMPORANEA (PASSO GRIES + TARVISIO)	40	60	60							
Gorizia	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Bizzarone, San Marino	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Nuova interconnessione con Malta	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5
CAPACITÀ TOTALE	46	46	46	46	46	51	51	51	71	71

La capacità di esportazione dal punto di uscita di Tarvisio è interessata da un primo incremento nel 2024, a seguito dell'entrata in esercizio degli interventi di inversione di flusso nella centrale di Malborghetto, e da un secondo incremento nel 2026, a seguito dell'entrata in esercizio della nuova unità di compressione elettrica a Poggio Renatico. La capacità massima contemporanea di export è prevista in incremento nel 2031 con il potenziamento della dorsale di esportazione da Poggio Renatico a Zimella, progetto attualmente allo studio.

Relativamente alla creazione del nuovo PdU verso Malta, è prevista nel 2028 a seguito della realizzazione della relativa opera di interconnessione, attualmente in fase non FID.

4.2

Procedure di capacità incrementale

Procedura di capacità incrementale per i PdE interconnessi con l'estero

Il Capo V del Regolamento (UE) 2017/459 (CAM NC) descrive la procedura di capacità incrementale che deve essere seguita per la determinazione dei fabbisogni infrastrutturali relativi alle reti gas a seguito di richieste del mercato. Tali fabbisogni infrastrutturali possono essere avviati solo nel momento in cui i relativi progetti superino positivamente un test economico.

In particolare, il regolamento prevede che almeno ogni anno dispari, immediatamente dopo lo svolgimento delle aste annuali di capacità, venga valutata congiuntamente da tutti gli operatori europei la domanda di capacità incrementale. Di conseguenza tutti gli operatori raccolgono le domande non vincolanti di capacità incrementale e, 8 settimane dopo l'asta annuale di capacità, redigono congiuntamente e pubblicano i documenti di valutazione delle richieste ricevute (DAR), nei quali viene formulata la decisione relativa all'eventuale avvio di un progetto di capacità incrementale. Nel caso in cui il DAR includa una decisione positiva, rispetto all'avvio della fase di design coordinato, una proposta di progetto viene dapprima sottoposta a una consultazione pubblica e in seguito finalizzata, per poi essere valutata dalle Autorità di regolazione coinvolte ("Project Proposal").

Di norma, la capacità incrementale riferita al progetto viene offerta al mercato l'anno dispari successivo a quello in cui è iniziata la procedura, in corrispondenza dei processi relativi alle aste annuali di capacità (processo standard). In caso di progetti relativamente complessi e con specifiche peculiarità, gli operatori dei sistemi di trasporto coinvolti e le rispettive Autorità di regolazione possono definire un meccanismo di allocazione alternativa (Alternativa Allocation Mechanism - AAM), che segue regole e tempistiche specifiche e differenziate da quelle standard.

Il progetto presentato alle Autorità di regolazione coinvolte deve contenere:

- elementi progettuali/dimensionali dell'infrastruttura;
- parametri economici;
- descrizione dei quadri regolatori relativi all'infrastruttura;

- elementi relativi al test economico;
- dettaglio delle condizioni contrattuali per l'accesso alla procedura di allocazione.

A inizio luglio 2021 è stato avviato il terzo ciclo dei processi di capacità incrementale con la raccolta, entro il 30 agosto 2021, delle richieste non vincolanti di capacità ("Ciclo Incrementale 2021"). Il 25 ottobre 2021 sono state pubblicate le Relazioni di valutazione della domanda di capacità incrementale (DAR) con le quali si è data evidenza dell'intenzione di procedere con le fasi successive e quindi di avviare la fase progettuale coordinata, per quanto riguarda la creazione in Italia di nuova capacità di trasporto presso il punto di interconnessione di Melendugno in coordinamento con gli operatori interconnessi, Trans Adriatic Pipeline (TAP) e DESFA.

Nel corso dei primi mesi del 2022 si è svolto il processo di consultazione pubblica, che ha portato alla predisposizione della Project Proposal, approvata dalle Autorità di regolazione coinvolte nel mese di novembre 2022. Il processo è proseguito seguendo uno schema di AAM, articolato in due fasi vincolanti:

- la prima fase, aperta nel novembre 2022, si è conclusa nel gennaio 2023, con il superamento del test economico riferito al primo dei tre livelli di capacità incrementale proposti;
- la seconda fase, preceduta dalla predisposizione e successiva approvazione di una relativa Project Proposal inclusiva di cinque livelli di capacità incrementale, si è aperta nell'ottobre 2023 ed è attesa concludersi nel corso del mese di gennaio 2024.

In parallelo, a inizio luglio 2023 è stato aperto il Ciclo Incrementale 2023, con la relativa raccolta di indicazioni non vincolanti di capacità incrementale. Il 23 ottobre 2023 sono stati pubblicati i DAR relativi ai punti di interconnessione con Austria e Slovenia.

Il DAR relativo al punto di Melendugno è previsto in pubblicazione nel corso del mese di febbraio 2024, a valle della chiusura del Ciclo Incrementale 2021 e della possibile revisione delle indicazioni non vincolanti riferite all'interconnessione con TAP.

Procedura di capacità incrementale per i PdE interconnessioni con terminali GNL

La deliberazione 660/2017/R/gas e il rispettivo allegato (TIRG) disciplinano i criteri di libero accesso al servizio di rigassificazione e, in particolare, le disposizioni riguardanti i processi di conferimento di capacità prevedendo, tra le altre, le modalità e le tempistiche per l'effettuazione delle procedure di primo conferimento di capacità per i terminali di nuova realizzazione.

Ai sensi del TIRG, l'impresa di rigassificazione esercente capacità di rigassificazione di nuova realizzazione deve trasmettere all'Autorità, per successiva verifica e approvazione, una procedura applicativa che disciplini il primo conferimento di detta capacità, che definisca in particolare:

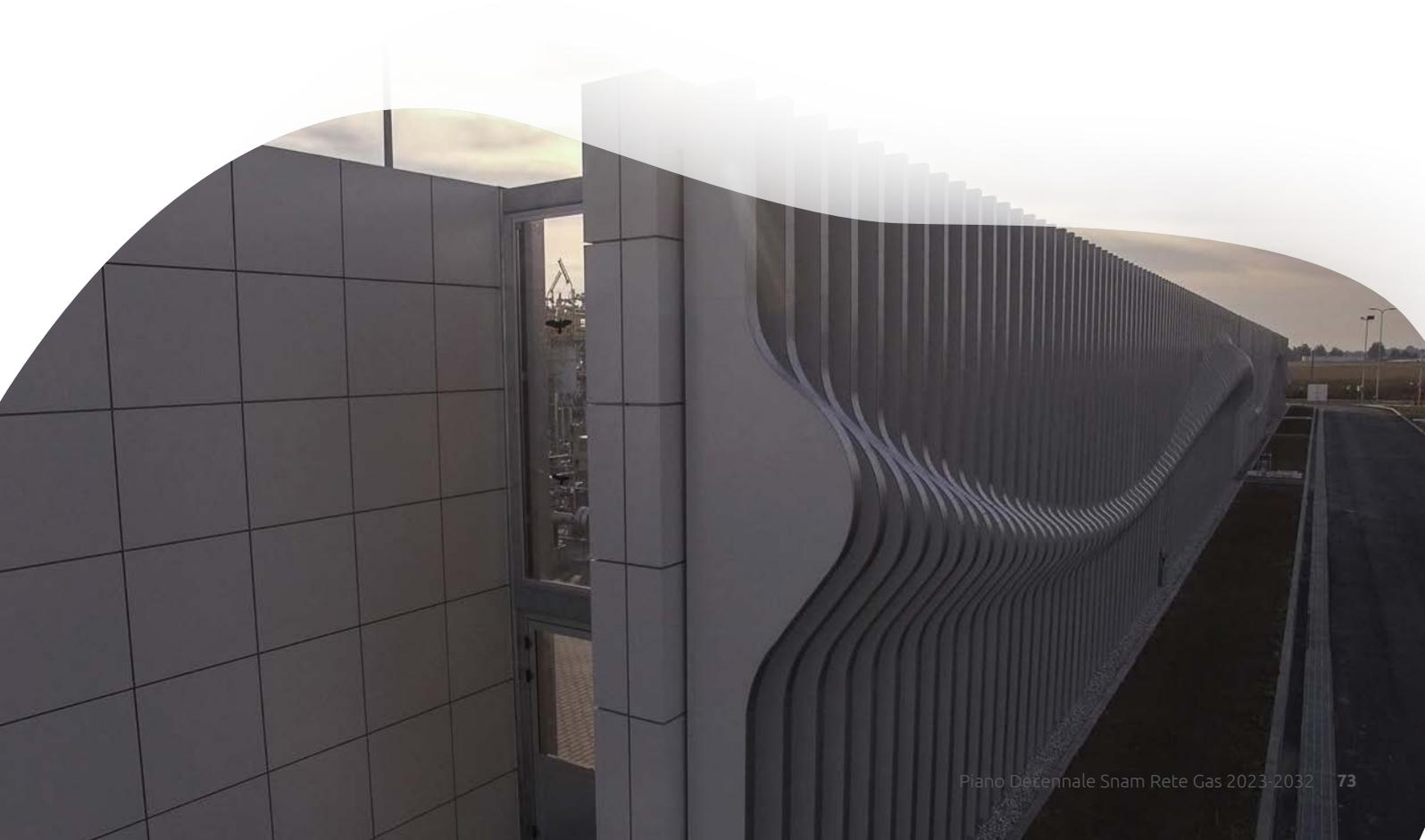
- modalità e termine per la richiesta di capacità;
- termine di conclusione del conferimento, che deve avvenire in anticipo rispetto all'intervallo temporale previsto all'interno del quale la nuova capacità entrerà in esercizio;
- modalità e limiti con i quali l'impresa di rigassificazione aggiorna il suddetto intervallo temporale all'interno del quale la nuova capacità sarà disponibile;
- modalità con le quali è gestita la fase di avviamento della nuova capacità e durata del periodo di avviamento.

La procedura di primo conferimento specifica, inoltre, la descrizione tecnica del terminale e le condizioni operative di funzionamento, con riferimento, per esempio, alle modalità di abilitazione delle navi metaniere, al processo di programmazione delle consegne del GNL e della rigassificazione, alle specifiche di qualità del GNL e del gas riconsegnato e alla programmazione delle manutenzioni.

Per quanto riguarda il terminale SNAM FSRU Italia 'Golar Tundra', la procedura applicativa di primo conferimento per l'assegnazione della capacità di rigassificazione di nuova realizzazione è stata approvata dall'Autorità tramite deliberazione 28/2023/R/gas, prevedendo un meccanismo ad asta per l'assegnazione della capacità di durata ventennale a partire da ottobre 2023, che favorisse la liquidità dei volumi di GNL nel mercato italiano ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti. Le suddette procedure di conferimento hanno visto l'assegnazione di oltre il 95% della capacità disponibile per i primi tre anni e di oltre l'86% della capacità disponibile per il periodo residuo.

Per il terminale che verrà installato al largo di Ravenna, la procedura di primo conferimento è prevista in avvio nei primi mesi del 2024.

Infine, sempre nell'ambito della delibera 660/2017/R/gas, il terminale di OLT ha presentato a Snam Rete Gas formale richiesta di incremento di capacità fino a 18 MSmc/g.

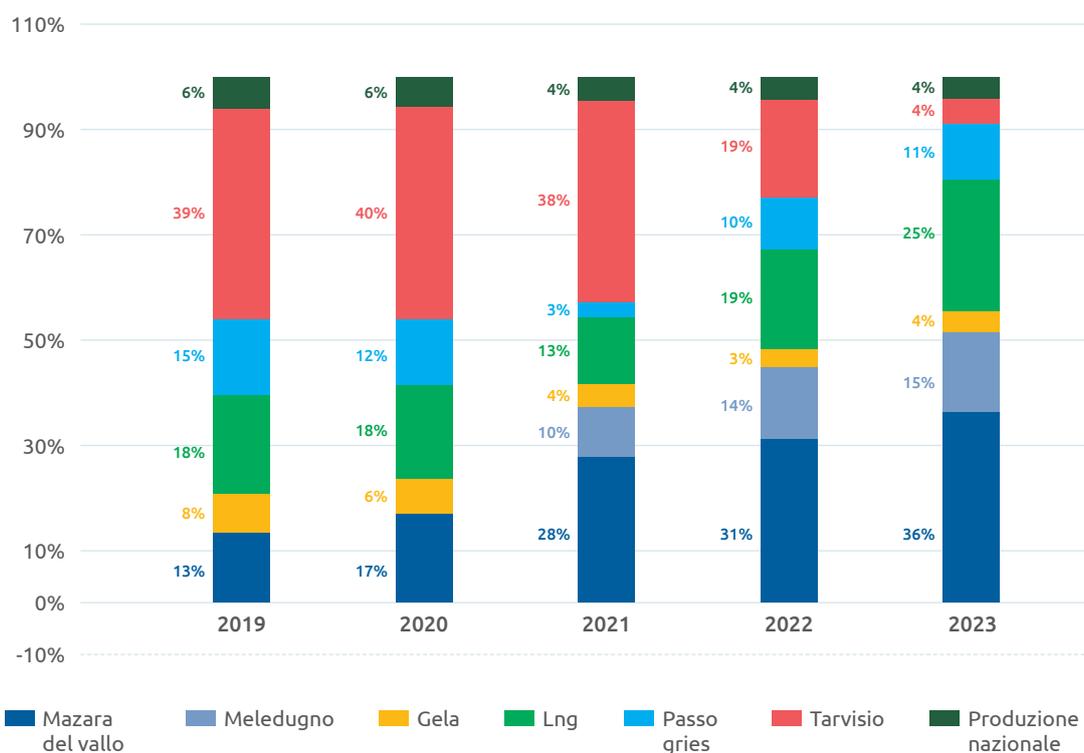


4.3

Esigenze di sviluppo della capacità di trasporto

L'utilizzo della rete di trasporto, che nel periodo 2010 - 2021 è stata interessata da flussi prevalenti nord/sud e dalla predominanza delle importazioni dalla Russia, a seguito del conflitto in Ucraina è cambiato radicalmente, con l'incremento delle importazioni dal sud Italia e delle esportazioni, come evidenziato nella figura seguente.

Figura 13: configurazione importazioni e flussi di gas naturale 2019 - 2023



In questo nuovo contesto assume grande rilevanza sia la capacità del sistema di trasporto di assicurare una condizione di equilibrio tra flussi e capacità di trasporto lungo la direttrice sud-nord, da cui dipende la stabilità del sistema gas, che la disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento di GNL e via tubo.

Per quanto riguarda la capacità di trasporto dal sud Italia, attualmente è di 122 MSmc giorno (1,4 TWh giorno), a fronte di una capacità complessiva nei punti di entrata del sud Italia di 193,2 MSmc giorno (2,1 TWh giorno), con una congestione del 37% che viene gestita da Snam Rete Gas mediante offerta di capacità concorrente (competitive capacity auction). Nel corso del 2022 e del 2023, con il raggiungimento della condizione di trasporto a regime del gasdotto TAP e con l'aumento di utilizzo della capacità di Mazara del Vallo, la capacità di trasporto dal sud Italia ha raggiunto una sostanziale saturazione, anche in assenza di incrementi nel punto di entrata di Gela.

Il progetto "Linea Adriatica", per cui è stata presa una decisione finale di investimento a seguito della presentazione della Relazione Integrativa di novembre 2022²⁵, si prefigge l'obiettivo di incrementare la capacità di trasporto dai PdE del Sud Italia di 24 MSmc/g, fino a 150 MSmc giorno (ca. 1,7 TWh giorno). Il progetto contribuisce inoltre all'incremento delle capacità di trasporto al miglioramento nel trasporto dei flussi di gas dal sito di stoccaggio di Fiume Treste. In alcuni scenari invernali di trasporto, infatti, le elevate pressioni medie che si instaurano lungo la direttrice sud/nord rendono difficoltoso l'ingresso e il pieno smaltimento delle erogazioni dal campo di Fiume Treste, con una limitazione della sua capacità di punta di erogazione.

Il fabbisogno di capacità di trasporto da sud potrebbe in futuro aumentare, a seguito della realizzazione di nuove iniziative di importazione nel sud Italia: anche in questo scenario, la realizzazione del progetto Linea Adriatica costituisce una scelta di programmazione infrastrutturale efficiente.

La realizzazione di nuove iniziative di importazione di gas nel sud Italia, sia via gasdotto che GNL, potrebbe in futuro comportare l'esigenza di un ulteriore potenziamento della dorsale di trasporto sud/nord e per questo motivo si ritiene di continuare a rappresentare, nel presente Piano, il progetto "Ulteriori potenziamenti da sud" la cui realizzazione è tuttavia prevista al di fuori dell'orizzonte di piano.

Per quanto riguarda la capacità di esportazione dal PdU di Tarvisio, dall'inizio del conflitto tra Russia e Ucraina il ruolo dell'infrastruttura italiana e del gasdotto austriaco TAG ha assunto una valenza strategica nel garantire la sicurezza energetica austriaca, i cui consumi annui sono pari a circa 6/8 miliardi di mc. Questa valenza trova riscontro nella frequenza con cui si continua a verificare il "reverse flow" fisico di gas dall'Italia verso l'Austria e nei conferimenti di capacità di trasporto sul PdU di Tarvisio, che per l'anno termico 2022/2023 hanno saturato la capacità disponibile e anche per l'anno termico 2023/2024 hanno raggiunto circa l'80% della disponibilità. È importante sottolineare che i volumi importati in Italia dall'Italia possono raggiungere tramite l'Austria anche la Slovacchia, la Germania e l'Ungheria, contribuendo a garantire la sicurezza energetica dell'area centro-orientale dell'Europa.

In questo contesto sono maturate le decisioni di avviare il Progetto Potenziamento Export Fase 1, con l'inversione di flusso della Centrale di Malborghetto e il potenziamento della centrale di Poggio Renatico, sfruttando le attività già previste nell'ambito del progetto Dual Fuel, e di proporre il progetto Potenziamento Export Fase 2.

A livello di rete regionale, molte delle congestioni locali, ubicate prevalentemente nelle aree della pianura Padana, sono state progressivamente risolte con la pianificazione degli interventi di sviluppo della rete regionale. Potranno, in futuro, crearsi delle situazioni di congestione localizzate in conseguenza dell'incremento atteso delle immissioni da biometano, che in talune condizioni potrebbero comportare delle congestioni di smaltibilità.

25 https://www.snam.it/content/dam/snam/pages-attachments/it/i-nostri-business/trasporto/documents/piani-decennali/snam-rete-gas/2022-2031/Relazione_Integrativa_Linea_Adriatica_20221106.pdf

4.4

Mantenimento e sostituzione della rete di trasporto

La programmazione e la realizzazione delle opere necessarie per il mantenimento dei gasdotti e degli impianti, al fine di assicurare il servizio di trasporto gas mediante un sistema sicuro, efficiente ed in linea con le moderne tecnologie costruttive, è il principale compito del gestore della rete di trasporto e viene assolto mediante la definizione di un sentiero efficiente di interventi di mantenimento e di sostituzione, che tenga conto di tutti i possibili impatti derivanti dal verificarsi di malfunzionamenti dell'infrastruttura nel contesto in cui essa si trova ad operare. L'attuale infrastruttura è stata progressivamente realizzata a partire dal primo dopoguerra, come descritto nel paragrafo 2.2.1, per soddisfare la crescente domanda di gas naturale del Paese e ha accompagnato l'evoluzione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento che via via si sono rese disponibili sia a livello nazionale che internazionale. Pertanto, l'età dei metanodotti facenti parte della rete in esercizio varia in modo significativo ed una quota rilevante di tali infrastrutture ha già raggiunto la fine del ciclo di vita economico-tecnica.

In linea generale, i metanodotti presentano mediamente una vita utile di circa 50 anni, come correttamente riflesso dal quadro regolatorio vigente. Tuttavia, tali infrastrutture ove ben progettate, realizzate e mantenute, se non sottoposte a particolari sollecitazioni di natura meccanica e/o elettrochimica, possono essere esercitate ben oltre i 50 anni. Nella pratica si rilevano situazioni tra loro molto differenti che richiedono valutazioni specifiche, da effettuare caso per caso, tenendo conto dell'evoluzione nel corso degli anni dei livelli tecnologici e delle specifiche costruttive, nonché dell'eterogeneità delle caratteristiche del territorio italiano. In tale quadro, gli interventi di mantenimento e sostituzione sono pianificati con il fine di preservare l'infrastruttura dalla sua naturale obsolescenza e di adattarla alle modifiche del territorio, di salvaguardare e migliorare i livelli di continuità e qualità del servizio di trasporto e i livelli di tutela dell'ambiente, adeguando al contempo la rete gasdotti ai nuovi vettori energetici. Il tipo, la dimensione e la priorità di questi interventi si basano sugli esiti delle attività continue di ispezione, monitoraggio, controllo e salvaguardia e sulle conseguenti valutazioni di "asset integrity", che sono aggiornate ogni anno e che costituiscono il presupposto per i nuovi progetti da pianificare.

Metodologia Asset Health

In esito al processo di consultazione del documento 616/2021/R/gas, ARERA ha dato mandato a Snam Rete Gas S.p.A., in qualità di impresa maggiore di trasporto, di definire entro il 31 dicembre 2022 una metodologia di valutazione dello stato di salute dei metanodotti (c.d. Asset Health), a supporto delle decisioni di mantenimento in sicurezza delle infrastrutture ovvero delle decisioni di rifacimento degli asset più obsoleti.

A tal fine, la metodologia Asset Health sviluppata da Snam Rete Gas in coordinamento con le altre imprese di trasporto gas italiane in adempimento della Deliberazione 195/2022/R/gas dell'ARERA, persegue l'obiettivo di definire un metodo strutturato ed efficace con il quale gli operatori di trasporto possano valutare lo "stato di salute" delle proprie infrastrutture, a supporto delle decisioni di sostituzione di asset obsoleti o completamente ammortizzati. La metodologia intende fornire maggiore trasparenza alle decisioni di sostituzione prospettate nei Piani anche quando motivate da esigenze di sicurezza, pur non costituendo una procedura da impiegare in modo deterministico in quanto le scelte di sostituire o mantenere in esercizio, afferendo alla sicurezza di esercizio della rete, rimangono prerogativa del gestore. Nel successivo paragrafo 5.4.1 viene fornita una panoramica dei principali indicatori che, in esito alle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture derivanti dall'applicazione della Metodologia Asset Health, sono ritenuti significativi ai fini di supportare gli interventi di mantenimento e sostituzione per sicurezza presenti nel Piano.

Cambiamento climatico ed eventi meteorologici estremi

L'impatto del cambiamento climatico sull'incidenza di eventi climatici estremi è ormai indiscusso²⁶. Gli eventi climatici estremi sono già in aumento a livello globale sia in termini di frequenza che di magnitudo, provocando danni ai beni fisici e alle infrastrutture critiche, come quelle di trasporto gas ed elettrico²⁷. Con riferimento alle infrastrutture di trasporto energetiche, la crescente incidenza degli eventi climatici estremi rileva sia in termini di danni fisici alle infrastrutture e di disponibilità di fonti rinnovabili (solare, eolico, idroelettrico), che di aumento di variabilità della

26 IPCC, 2023. IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf. Seneviratne et al_2021_Weather and climate extreme events in a changing climate. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter_11.pdf

27 CERRE, 2023. Building Resilience in Europe's Energy System - CERRE P. Faggian e G. Decimi. "An updated investigation about climate-change hazards that might impact electric infrastructures." 2019 AEIT International Annual Conference (AEIT). IEEE, 2019.

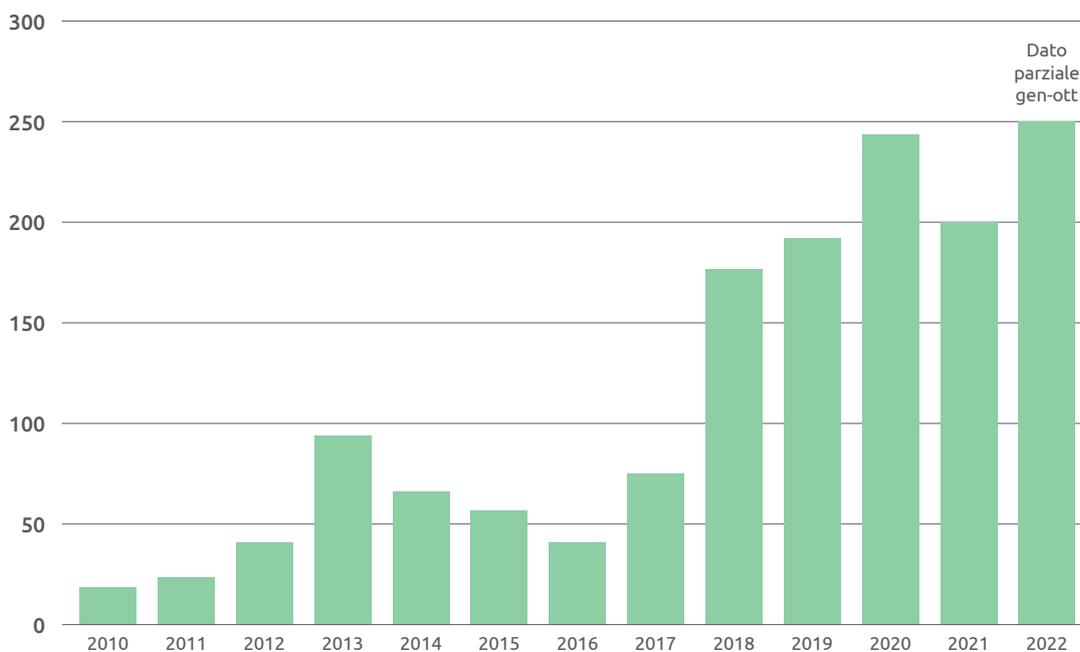
domanda di energia in funzione dei picchi di temperatura.

Questa tendenza è destinata a protrarsi e intensificarsi, con un ritmo più accelerato in Europa (in quanto secondo l'IPCC le temperature in Europa aumenteranno più rapidamente della temperatura media globale²⁸).

Dall'analisi degli eventi climatici estremi, è rilevante evidenziare che nel periodo 1980-2022²⁹, tempeste e inondazioni rappresentano quasi il 70% (ca. il 35% ciascuno) degli eventi estremi segnalati in Europa, insieme agli episodi di temperatura estrema (18%) e, in misura minore, agli incendi (8%), alla siccità (3%), e alle frane (2%). Sempre con riferimento al periodo 1980-2020, si registra un'incidenza del 9,3% degli eventi climatici estremi totali in Europa per l'Italia contro l'8,7% della Spagna, il 7,8% della Romania e il 7,3% della Germania. Una media di circa il 5% del totale dei disastri ha colpito la Grecia, Belgio, Austria e Polonia, mentre la Francia è l'unico paese che registra un'incidenza maggiore di eventi climatici estremi rispetto all'Italia (15%).

L'incremento degli eventi estremi in Italia è evidenziato in particolare dal bilancio degli ultimi 13 anni - dal 2010 al 31 ottobre 2022 - come si evince dai grafici sottostanti.

Figura 14: Incremento eventi estremi 2010-2022 (Osservatorio Nazionale CittàClima)³⁰



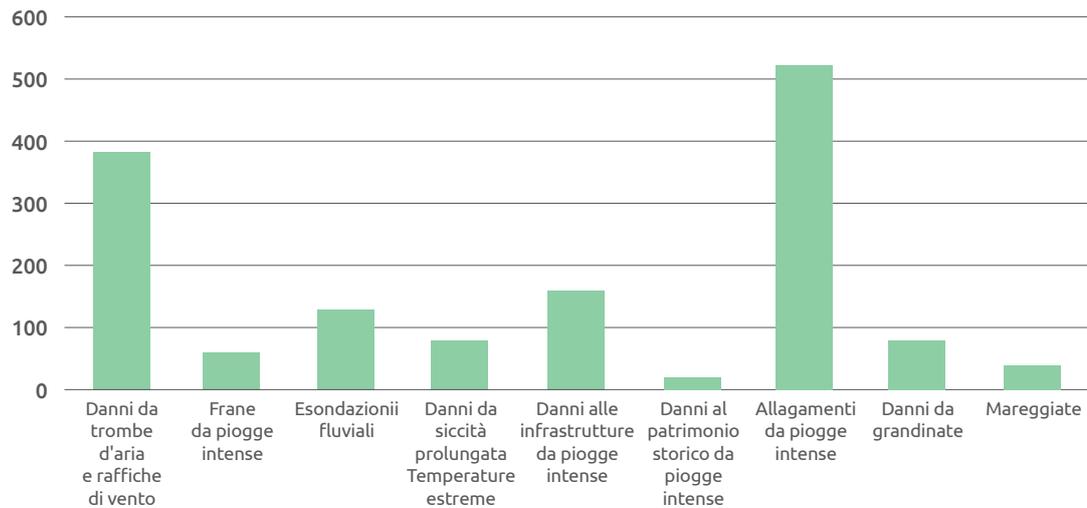
28 Economic losses from weather- and climate-related extremes in Europe (europa.eu). Regional fact sheet – Europe, European Commission Publications.

EM-DAT - The international disaster database (emdat.be)

29 The Fiscal Impact of Extreme Weather and Climate Events: Evidence for EU Countries, 2022. The Fiscal Impact of Extreme Weather Events: Stress Tests for EU Countries (europa.eu)

30 <https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2022/11/Rapporto-CittaClima-2022.pdf>;

Figura 15: Eventi totali per categoria 2010-2022 (Osservatorio Nazionale CittàClima)³¹

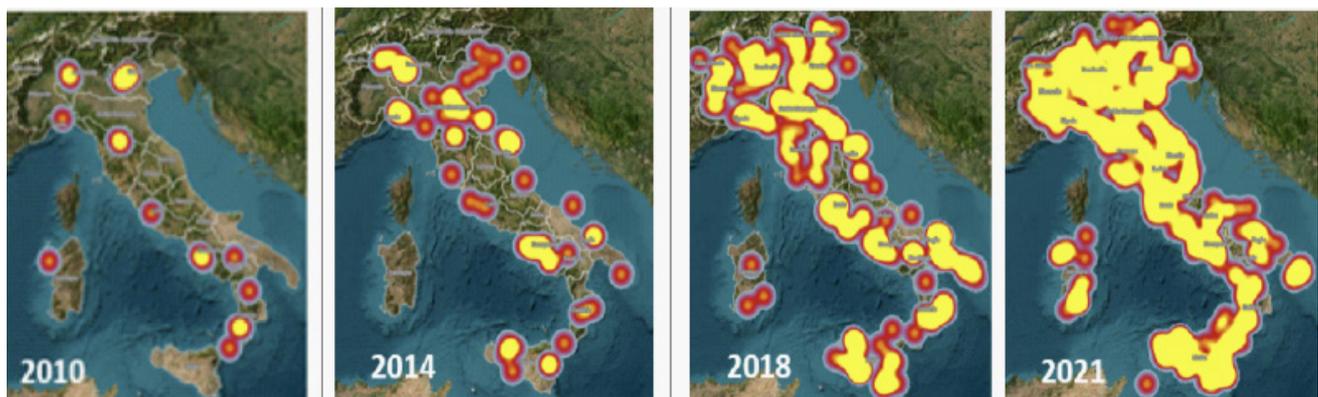


Fonte: Osservatorio Città Clima, Legambiente 2022

L'Italia, posizionandosi al centro del bacino mediterraneo, è una regione particolarmente sensibile agli aumenti di temperature, alla diminuzione (e maggior concentrazione) delle precipitazioni, e agli impatti conseguenti a eventi estremi dovuti all'innalzamento della temperatura dei mari, alla variazione dei venti, delle precipitazioni e del numero di fulmini, come documentato da ISPRA e dall'Osservatorio Nazionale Città Clima di Legambiente. L'Italia è anche uno dei Paesi più delicati al mondo dal punto di vista idrogeologico con il 18,4% del territorio ricadente nelle classi di maggiore pericolosità per frane e alluvioni³².

L'evoluzione della distribuzione e della frequenza di accadimento degli eventi climatici nella penisola è ben rappresentata nella figura sottostante.

Figura 16: Mappa del rischio climatico (Osservatorio Nazionale CittàClima di Legambiente)³³



32 https://www.isprambiente.gov.it/files2022/pubblicazioni/rapporti/rapporto_dissesto_idrogeologico_italia_ispra_356_2021_finale_web.pdf

33 <https://cittaclima.it/mappa/?page=Heat>

31 <https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2022/11/Rapporto-CittaClima-2022.pdf>;

4.5

Connessione degli impianti biometano

Il potenziale degli impianti biogas esistenti

Il biometano è una fonte di energia totalmente rinnovabile e chimicamente indistinguibile dal gas naturale, ottenuta da rifiuti organici urbani e sottoprodotti agricoli e agro-industriali. Il processo di produzione prevede due fasi principali: la prima è la produzione del biogas grezzo, prevalentemente attraverso la digestione anaerobica di biomasse, e la seconda è la rimozione della CO₂ e delle altre componenti non compatibili con l'immissione in rete.

Il biometano può consentire al settore agricolo italiano di abbattere i costi di produzione, aumentare la competitività e ridurre le emissioni, anche grazie all'utilizzo del digestato (la frazione organica che rimane dopo il processo di digestione anaerobica) che costituisce un ottimo fertilizzante naturale utilizzabile in alternativa a quelli di origine chimica.

In questo contesto, la riconversione degli impianti biogas rappresenta un'opportunità per la filiera del biometano, come anche riconosciuto nel nuovo PNIEC che intende promuoverne lo sviluppo per accelerare il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica.

L'Italia può contribuire in modo significativo al raggiungimento del target europeo di 35 BSmc al 2030 indicato nel REPowerEU, in quanto è il secondo Paese per numero di impianti biogas esistenti.

Le regole di connessione degli impianti biometano

Le regole tecniche per l'immissione in rete del biometano, perfezionate a partire dal 2016 e pubblicate in Allegato A alla delibera ARERA 17 marzo 2020 n.64/2020/R/gas, identificano i soggetti coinvolti nel processo:

- il gestore di rete, quale soggetto che gestisce il servizio di trasporto/distribuzione del gas naturale;
- il produttore di biometano, quale soggetto responsabile titolare delle autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio

dell'impianto di produzione di biometano.

Il gestore di rete è responsabile della sicurezza e dell'efficienza tecnica della rete, si accerta che il biometano da immettere o immesso in rete presso il nuovo punto di immissione risponda alle specifiche tecniche e ad altri requisiti previsti dalla normativa e ne assicura l'odorizzazione – ove prevista – secondo quanto previsto dalla legge.

Il punto di immissione viene identificato dal gestore di rete a seguito della verifica di compatibilità del profilo di immissione in rete del biometano con le caratteristiche tecniche della rete, considerando le portate orarie e i volumi giornalieri massimi e minimi previsti in immissione. Per la verifica della smaltibilità dei nuovi punti di immissione, vengono considerate le condizioni di minima domanda, normalmente ricadenti nei mesi estivi, al fine di verificare l'effettiva capacità della rete di garantire in modo continuativo l'assorbimento dei volumi richiesti.

Snam Rete Gas è tenuta ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema abbia idonea capacità e purché le opere necessarie all'allacciamento dell'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili, 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".

La procedura che descrive le modalità di richiesta, valutazione, accettazione e realizzazione di nuovi allacciamenti è descritta nel Capitolo 6 del Codice di Rete di Snam Rete Gas e verrà integrata con quanto previsto dalle procedure di Mappatura e Ottimizzazione connessioni di cui alla delibera 220/2023/R/gas.

Di seguito si fornisce una breve descrizione delle procedure, che saranno pubblicate a valle della delibera di approvazione di ARERA.

Procedura Mappatura

Il documento, predisposto in ottemperanza alle disposizioni di cui all'articolo 2 comma 3 della Deliberazione n. 220/2023/R/gas di ARERA, descrive la procedura con cui integrare ed aggiornare le informazioni necessarie per predisporre:

- in coordinamento con le altre imprese di trasporto e con le imprese di distribuzione, la mappatura delle disponibilità di capacità di trasporto e di distribuzione nelle diverse aree del Paese, specificando: (i) le aree dove sono già presenti disponibilità di capacità di trasporto sufficienti per l'immissione in rete dei quantitativi di produzione di biometano attuali e futuri, e (ii) le aree nelle quali l'allacciamento alla rete gas richiede opportuni sviluppi di rete;
- con il coinvolgimento del Gestore dei Servizi Energetici, dei produttori di biometano e delle loro associazioni rappresentative, le stime sulle produzioni di biometano attraverso informazioni sufficientemente certe e dettagliate in merito agli sviluppi potenziali degli impianti, prospettando anche eventuali ipotesi di aggregazione ai fini dell'immissione in rete.

La mappatura delle capacità e le stime delle produzioni di impianti biometano saranno rese disponibili in allegato al presente Piano indicativamente entro la prima metà del 2024.

Procedura Connessioni

Il documento, predisposto ai sensi dell'art. 3 della Deliberazione n. 220/2023/R/gas dell'Autorità, descrive la procedura per:

- l'individuazione delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas, comprese le reti di distribuzione, secondo principi di trasparenza e non discriminazione;
- definire le modalità con le quali, nel caso in cui un punto di immissione nella rete del gas sia condiviso da più impianti di produzione, si regolano i rapporti tra i produttori coinvolti, in particolare per quanto attiene alle modalità di comunicazione dei dati e alla ripartizione di oneri e responsabilità.

La procedura si applica alle connessioni alle reti di trasporto e di distribuzione e al collegamento alle stesse mediante carri bombolai, nei casi in cui le soluzioni di connessione non risultino percorribili.

Tale procedura, successivamente all'approvazione da parte dell'Autorità, sarà applicata a ciascuna richiesta di connessione degli impianti di produzione di biometano alle reti gas.



4.6

La rete di trasporto multivettoriale

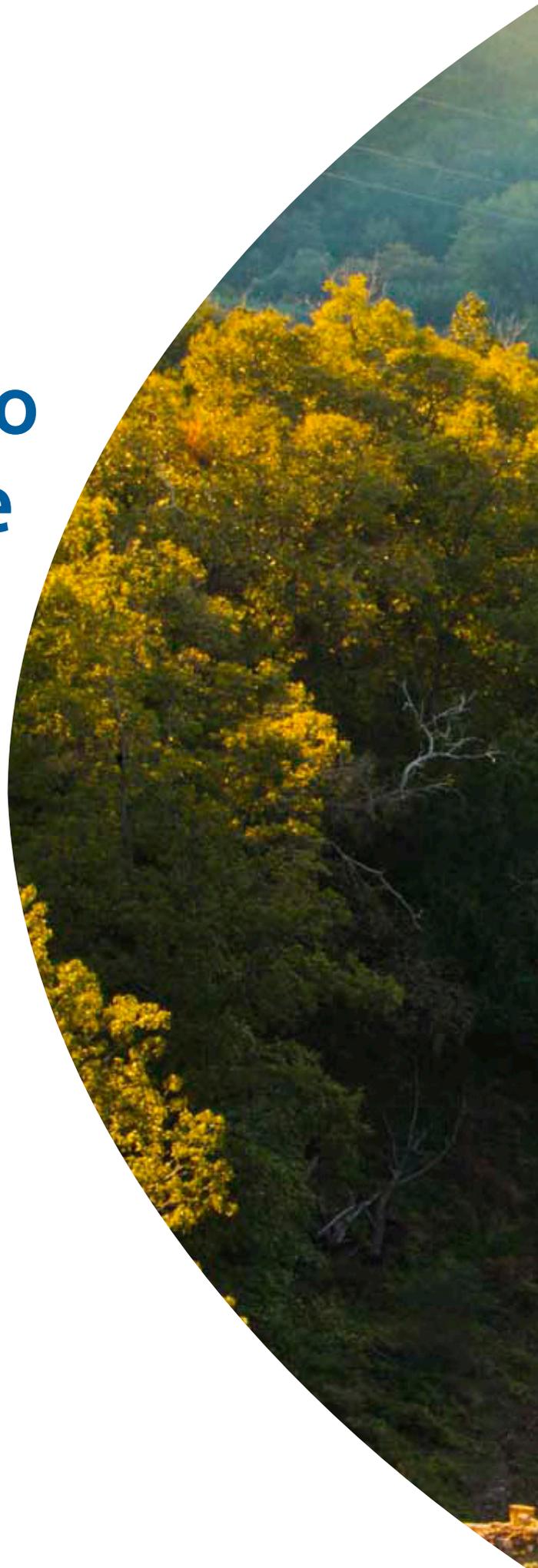
Snam Rete Gas, consapevole della rilevanza che l'idrogeno avrà nella transizione energetica e del ruolo strategico delle infrastrutture di trasporto gas nel sistema energetico nazionale ed europeo, ha avviato gli studi per far evolvere gradualmente la rete di trasporto del gas naturale in una rete multivettoriale. La rete multivettoriale sarà in grado di trasportare indifferentemente gas naturale, miscele di gas naturale e idrogeno e idrogeno puro, attraverso un processo graduale di adeguamento e trasformazione degli asset di trasporto che garantisca sicurezza, affidabilità ed efficienza.

Nei paragrafi successivi vengono descritti i presupposti, i vincoli e gli scenari alla base del disegno della rete di trasporto multivettoriale, per la cui descrizione si rimanda al successivo capitolo 6.



05

Interventi sulla rete di trasporto del gas naturale





5.1

Dimensione degli interventi

Il Piano Decennale 2023-32 prevede una spesa complessiva di circa 15,8 miliardi di euro, di cui circa 5,8 miliardi per i progetti di sviluppo. Nella seguente tabella è riportata la spesa nei primi cinque anni di Piano e il totale nel decennio.

SPESA PREVISTA NEL PIANO [M€]						
	2023	2024	2025	2026	2027	TOT 23-32
Interventi di sviluppo	272	692	1.045	951	545	5.876
<i>di cui Proposti nel PNRR</i>	27	334	398	215	72	1.057
Interventi per sicurezza	385	533	488	469	404	5.360
Interventi di mantenimento	274	353	406	293	185	2.701
Altro	212	307	229	145	101	1.867
TOTALE	1.142	1.885	2.168	1.857	1.235	15.804

I progetti saranno finanziati sia con mezzi propri, incluso l'utilizzo dei flussi di cassa da attività operativa, sia con il ricorso, per il tramite della controllante Snam, a capitale di debito mediante 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.

Inoltre, la Prima Fase Linea Adriatica e il Potenziamento Export Fase 1 per l'incremento della capacità di esportazione dal PdU di Tarvisio, progetti chiave per la sicurezza degli approvvigionamenti italiana ed europea in linea con gli obiettivi del Repower EU, sono stati identificati dal Governo come progetti idonei a ricevere fondi sotto forma di sovvenzioni e prestiti agevolati nell'ambito della revisione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

La realizzazione dei progetti inclusi nel Piano decennale a regime porterà allo sviluppo di nuova capacità di trasporto, alla posa di oltre 3.800 km di gasdotti e all'installazione di circa 270 MW di potenza, in particolare:

- incremento della capacità di trasporto da sud Italia di + 24 MSmc/g (266 GWh/g), dalla Puglia di + 9 MSmc/g (100 GWh/g) e dai punti interconnessi con i terminali di rigassificazione di +52 MSmc/g (572 GWh/g);
- incremento della quota di biometano nella rete di trasporto, fino a 5,2 BSmc anno (55 TWh/a);
- sviluppo della rete gasdotti per ca. 820 km, sostituzione e mantenimento della rete gasdotti per ca. 3.000 km;
- elettrificazione del parco compressori della rete di trasporto per 237 MW e installazione di nuova potenza per 33 MW.

I principali progetti sono raffigurati nella cartina sottostante, mentre per la raffigurazione puntuale di ogni progetto rilevante si rimanda alle schede progetto in Allegato. L'esecuzione di un Piano così esteso sarà garantita dal coinvolgimento di tutte le maggiori società di ingegneria, di costruzione e dei migliori produttori di tubazioni e turbomacchine a livello internazionale e richiederà uno sforzo corale di tutti gli stakeholders coinvolti nei processi autorizzativi e realizzativi.

Figura 17: Principali progetti della rete gas nell'arco temporale del Piano



5.2

Criteri di progettazione e tutela dell'ambiente

Snam Rete Gas progetta le proprie opere in base alle normative vigenti e alle "best practices" tecniche, tenendo in massimo conto i vincoli ambientali e 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, nonché le aree fortemente antropizzate. Nella fase di progettazione preliminare dei gasdotti vengono sempre valutate diverse alternative di tracciato, tra le quali viene scelta la soluzione migliore in termini di sicurezza di esercizio, sostenibilità ambientale ed efficienza.

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 contenga "una descrizione delle principali alternative prese in esame dal proponente, ivi compresa la cosiddetta opzione zero con indicazione delle principali ragioni della scelta".

Oltre alla scelta del tracciato della condotta, vengono utilizzate, compatibilmente con la fattibilità tecnica, procedure e tecnologie avanzate di scavo e di posa che interferiscano il meno possibile con l'ambiente circostante: riduzione della larghezza della fascia di lavoro, minimizzazione delle infrastrutture e dei mezzi di cantiere e soprattutto tecniche di posa "trenchless" in alternativa agli scavi tradizionali. Tali tecniche consentono la posa delle condotte senza o con limitato scavo del soprassuolo (trincea) e vengono utilizzate per l'attraversamento di ostacoli naturali (corsi d'acqua, dossi e pendii rocciosi), artificiali (ferrovie, strade ed autostrade) e di pregio naturalistico o di interesse paesaggistico-ambientale (boschi, aree tutelate). L'adozione di tali tecnologie, limitando l'uso di scavi a cielo aperto, determina un impatto paesaggistico ed ambientale certamente minore rispetto alle tecniche di costruzione tradizionali e, oltre al superamento di ostacoli naturali, consente di evitare attraverso l'incremento della profondità di posa della tubazione zone di instabilità geologica o geomorfologica (corpi di frana), garantendo la sicurezza della condotta nella fase di esercizio.

Al fine di perseguire la riduzione dell'impatto paesaggistico ed ambientale delle opere e l'incremento della sicurezza

degli asset una volta entrati in esercizio, il ricorso all'utilizzo delle tecnologie di posa trenchless nell'ambito dei progetti di nuove condotte realizzati da Snam Rete Gas è notevolmente aumentato nel corso degli ultimi anni, anche in considerazione delle indicazioni e prescrizioni ricevute dagli Enti competenti in fase di autorizzazione. Il piano 2023-2032 prevede la realizzazione di oltre 3.000 km di metanodotti, con una previsione di 450 opere trenchless per uno sviluppo totale di circa 185 km. L'impiego delle tecnologie trenchless è fortemente legato alla morfologia (territori montuosi, collinari o pianeggianti) ed alla presenza di ostacoli naturali dei territori attraversati; tuttavia, negli ultimi anni, il livello di utilizzo di tecnologia trenchless è passato da circa il 2-5% in contesti morfologici pianeggianti e l'8-9% in territori montuosi, a percentuali, in contesti morfologici diversi, anche fino al 15%. Le metodologie trenchless impiegate nella realizzazione delle opere a piano sono:

- la trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.);
- il Microtunneling;
- il Direct Pipe;
- il Raise Borer;
- le gallerie in tradizionale o TBM (tunnel boring machine).

Dopo il completamento dei lavori di realizzazione del metanodotto, si avviano le opere di ripristino con l'obiettivo di restituire ai terreni attraversati le condizioni originarie di fertilità e di ripristinare il naturale deflusso delle acque superficiali, con opportune opere di regimazione volte anche a consolidare e a stabilizzare la fascia di terreno interessata dai lavori. Al fine di assicurare il completo attecchimento e l'adeguato sviluppo degli interventi di ri-vegetazione effettuati, Snam esegue periodiche operazioni di cure colturali, per un periodo complessivo di almeno 5 anni. L'area di passaggio ripristinata si presenta come ambiente ri-vegetato sia nel piano erbaceo sia nel piano arbustivo ed arboreo.

Le aree soggette a ripristini ambientali sono oggetto di monitoraggio da parte degli enti competenti, che valutano nel tempo i risultati conseguiti. Normalmente, i sopralluoghi delle commissioni di controllo hanno cadenza annuale e si concludono dopo un ciclo della durata di almeno cinque anni, sufficiente per verificare l'affrancamento della vegetazione arborea e delle condizioni ecologiche d'insieme. Alla luce di queste verifiche, gli enti coinvolti hanno sempre manifestato piena soddisfazione e apprezzamento per i risultati ottenuti.



5.3

Interventi di sviluppo

I progetti di sviluppo sono relativi alla realizzazione di nuove infrastrutture o al potenziamento di infrastrutture esistenti e sono pianificati da Snam Rete Gas a valle dell'analisi costi e benefici, descritta al paragrafo 7.2, ovvero sulla base di impegni contrattuali – previsti o finalizzati - di utilizzo delle capacità di trasporto, secondo le procedure indicate nel Codice di Rete di Snam Rete Gas e nelle delibere dell'Autorità, ovvero in adempimento di prescrizioni normative.

5.3.1 Sviluppo - Progetti di Rete Nazionale

I progetti di rete nazionale compresi nel Piano rispondono alle esigenze di potenziamento delle infrastrutture per la creazione di nuova capacità di importazione e di esportazione o di altri benefici incrementali, quali ad esempio la riduzione delle emissioni e l'incremento della flessibilità per il sistema elettrico, nei progetti aventi connotazione di "sector coupling".

Per il dimensionamento degli interventi e il calcolo della capacità di trasporto ad essi correlata, Snam Rete Gas tiene conto dei diversi scenari giornalieri derivati dalle previsioni di domanda e offerta nel periodo decennale. In particolare, per il dimensionamento degli interventi sulle dorsali di importazione, si utilizza lo scenario estivo, caratterizzata da prelievi ridotti, come condizione cautelativa di progetto tesa a garantire il corretto dimensionamento delle infrastrutture di trasporto.

PRINCIPALI PROGETTI DI SVILUPPO DI RETE NAZIONALE

Categoria	Progetto	Entrata in Esercizio	Costo a V.I. €M	Impegno Piano €M	Autorizzazione
Sviluppo	Linea Adriatica 1° fase	2026	1003	983	FID
	Linea Adriatica 2° fase	2027	1411	1411	FID
	Met. Matagiola-Francavilla Fontana	2030	289	212	NO FID (*)
	Centrali Dual Fuel (**)	2026-2032	1506	1226	NO FID/FID
	Potenziamento export fase 1	2026	103	91	FID
	Potenziamento export fase 2	2031	359	349	NO FID
	Allacciamento FSRU Piombino	2023	62	51	FID
	Allacciamento FSRU Ravenna	2024	374	371	FID
	Collegamento FSRU Alto Tirreno	2026	305	305	NO FID
	Interconnessione Malta	2028	10	10	NO FID
	Ulteriori potenziamenti da sud	FUORI PIANO	2.500	-	NO FID
	Virtual Pipeline	2026-2029	594	590	NO FID

(*) Il progetto ha ottenuto la FID per la parte di ingegneria e permessi

(**) Include centrale Malborghetto (mantenimento)

Progetto Linea Adriatica

Il potenziamento della capacità di trasporto dai PdE del sud Italia ha assunto una valenza strategica per garantire una maggiore diversificazione delle fonti, l'incremento della competitività del mercato del gas e la sicurezza di approvvigionamento del sistema gas.

A seguito della presentazione della Relazione Integrativa di novembre 2022 e della valutazione positiva da parte di ARERA con delibera 108/2023/R/gas del 21 marzo 2023, Snam Rete Gas ha avviato le fasi realizzative del progetto Linea Adriatica. Il progetto consiste nella realizzazione di una dorsale di trasporto alternativa al Gasdotto Mediterraneo (GA.ME.) che storicamente, mediante potenziamenti nel corso degli anni (dagli anni '80 fino ai primi anni del 2000), ha garantito le capacità necessarie per l'importazione del gas dal Nord Africa, che sono oggi utilizzate anche per l'importazione dal gasdotto TAP. L'infrastruttura costituisce pertanto un potenziamento – sotto forma di una dorsale parallela a quella attualmente esistente - della direttrice che trasporta il gas dal sud del paese fino al nodo di Minerbio, punto baricentrico della rete sul quale si innestano i metanodotti che raggiungono le principali aree del mercato e gli stoccaggi del nord Italia.

La finalità principale della Linea Adriatica è quella di rimuovere parte del vincolo di trasportabilità presente lungo la direttrice di trasporto Sud-Nord, incrementando la capacità di trasporto dai PdE del Sud Italia (oggi Mazara del Vallo, Gela e Melendugno), rendendo disponibile un incremento di circa 24 MSmc/g (266 GWh/g). Questo incremento di capacità potrà essere messo a disposizione per soddisfare aumenti di importazione dai punti esistenti, in particolare Mazara e Melendugno, così come da eventuali nuove iniziative di importazione localizzate nel sud Italia. Il progetto inoltre rende disponibili ulteriori incrementi di capacità di trasporto nei punti interconnessi con i terminali LNG di Livorno, Piombino e Ravenna. Dal punto di vista della flessibilità infrastrutturale, il progetto permette infine l'incremento della flessibilità di utilizzo del campo di stoccaggio di Fiume Treste, sia in iniezione che in erogazione. Il progetto "Linea Adriatica" è incluso nel TYNDP 2022 di ENTSOE e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor", con il codice identificativo TRA-N-7. Il progetto è stato inoltre inserito nella lista PIC della Commissione Europea del 23 novembre 2017 e successivamente confermato nella quarta lista presentata dalla Commissione il 31 ottobre 2019 e nella quinta lista pubblicata il 19 novembre 2021 (codice PCI 7.3.4). Il progetto consiste nella realizzazione della centrale di compressione di Sulmona di potenza complessiva di 33 MW e di un gasdotto di 425 km e di diametro DN1200, suddiviso in tre sezioni:

- Sulmona - Foligno, 170 km
- Foligno - Sestino, 115 km
- Sestino - Minerbio, 140 km

Il progetto è stato suddiviso in due fasi complementari, di seguito descritte.

Fase 1 Linea Adriatica

La Fase 1 del Progetto Linea Adriatica è costituita dalla Centrale di Sulmona e dal Gasdotto Sestino-Minerbio. La centrale di Sulmona è costituita da 3 turbocompressori da 11 MW con lo scopo di spingere il gas dalle infrastrutture esistenti sui gasdotti di nuova realizzazione.

Il gasdotto Sestino-Minerbio consiste in circa 140 km di condotta di diametro DN1200 e si collega alla rete di trasporto esistente nei pressi di Sestino per raggiungere il nodo di Minerbio (Bologna), punto nevralgico per il trasporto del gas da sud verso le principali zone di mercato e gli stoccaggi del nord Italia. Negli ultimi 40 km circa del suo percorso, il gasdotto risulta in parallelo con le linee di trasporto esistenti permettendo l'incremento di capacità del futuro nuovo PdE interconnesso con il terminale FSRU di Ravenna.

La realizzazione della Fase 1 consentirà di aumentare la capacità di trasporto lungo la direttrice sud/nord di ca. 5 milioni di Smc/g (55 GWh/g rispetto al totale di 24 MSmc/g previsto dal progetto completo) consentirà inoltre l'incremento di capacità di 3 MSmc/g (33 GWh/g) dal PdE interconnesso con il terminale GNL di Livorno e di ca. 9 milioni di Smc/g (98 GWh/g) dal PdE interconnesso con il terminale di Ravenna.

Fase 2 Linea Adriatica

La Fase 2 del Progetto Linea Adriatica è costituita dai gasdotti Sulmona – Foligno e Foligno-Sestino.

Il gasdotto Sulmona – Foligno si estende per circa 170 km e prevede un diametro DN1200. Il percorso si svilupperà a partire dalla Centrale di compressione di Sulmona e si interconnetterà nei pressi di Foligno con il successivo tratto in progetto Foligno-Sestino e con un altro gasdotto esistente, facente parte della rete nazionale, che collega la centrale di Gallese con i gasdotti della costa Adriatica nei pressi di Recanati.

Il gasdotto Foligno – Sestino si estende per circa 115 km e prevede un diametro DN1200. Il percorso si svilupperà a partire dall'impianto che verrà realizzato nei pressi di Foligno e terminerà nelle vicinanze di Sestino, in corrispondenza del gasdotto Sestino – Minerbio della Fase 1 e di un altro gasdotto esistente che collega la centrale di Terranuova Bracciolini con i gasdotti della costa Adriatica in prossimità di Rimini.

I gasdotti della Seconda Fase della Linea Adriatica sono previsti entrare in esercizio entro la fine del 2027 e permetteranno di incrementare la capacità di trasporto dai PdE del Sud Italia di 19 milioni di Smc/g (210 GWh/g), fino al valore finale di 150 MSmc/g (1661 GWh/g).

Gasdotto Matagiola-Massafra (tratto Matagiola – Francavilla)

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

Il progetto aggiornato prevede quindi la realizzazione del gasdotto nel tratto da Matagiola a Francavilla, di ca. 40 km con diametro DN1400, in grado di garantire una capacità di trasporto di 53 MSmc/g dal PdE di Melendugno e da altri eventuali PdE di nuova realizzazione. L'entrata in esercizio del progetto è prevista per l'anno 2030.

Il progetto è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2022 con il codice identificativo TRA-N-1195 ed è stato incluso nella quarta lista presentata dalla Commissione il 31 ottobre 2019 e nella quinta lista pubblicata il 19 novembre 2021 (codice PCI 7.3.4 assieme al progetto Linea Adriatica). Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento, che è soggetta alle richieste vincolanti di capacità incrementale in esenzione o in regime regolato che verranno avanzate su PdE nuovi o già esistenti in Puglia.

Centrali di compressione Dual Fuel

Snam Rete Gas ha pianificato l'installazione, nelle centrali di compressione, di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori più vecchi, sui quali sarebbe comunque necessario intervenire per il mantenimento della potenza di compressione necessaria.

Nell'ottica di preservare la piena funzionalità della rete di trasporto gas, anche in caso di mancanza dell'alimentazione elettrica, si è deciso di adottare una configurazione che preveda l'installazione di una potenza elettrica non superiore, o di poco superiore, alla potenza di scorta della centrale. In tal modo, in caso di mancanza di alimentazione elettrica, i turbocompressori alimentati a gas naturale sono in grado di garantire la piena operatività della centrale.

Il progetto contribuisce in modo importante alla decarbonizzazione e all'incremento di efficienza del processo industriale di trasporto gas. Sfruttando l'incremento di efficienza degli elettrocompressori e massimizzandone l'utilizzo si potranno infatti soddisfare i fabbisogni di compressione con un minore consumo di energia, con una riduzione significativa dei costi di compressione e, allo stesso tempo, delle emissioni di gas climalteranti e di altri inquinanti locali. In ottica di sector coupling, i nuovi elettrocompressori rappresenteranno inoltre una risorsa aggiuntiva di flessibilità per il sistema elettrico, creando l'opportunità di ridurre i costi dei servizi

di rete e contribuendo a un'integrazione più efficiente della generazione rinnovabile.

I compressori elettrici inoltre garantiscono una maggiore flessibilità di utilizzo, soprattutto per quanto riguarda i bassi carichi e il funzionamento intermittente, contribuendo a rendere il sistema gas ancora più reattivo e pronto a soddisfare le richieste del mercato, in un contesto di crescente aumento della variabilità delle condizioni di trasporto.

Nella pianificazione degli interventi inizialmente è stata data precedenza alle centrali che, in condizioni di normale esercizio, assicurano un elevato numero di ore di funzionamento. Successivamente gli interventi sono stati estesi a tutte le centrali di compressione, con l'obiettivo di installare un elettrocompressore in ogni centrale, in sostituzione di turbocompressori ormai giunti, o in prossimità di giungere, al termine della vita utile.

Il progetto è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2022 con il codice identificativo TRA-A-607.

Di seguito vengono elencati gli interventi previsti in ogni centrale di compressione, aggregati in sottoinsiemi di centrali caratterizzate da condizioni comparabili di funzionamento, in accordo a quanto previsto dalla Delibera 122/2023/R/gas.

Dorsale di importazione da nord est (PdE Malborghetto):

- Centrale di Malborghetto (5 turbocompressori con potenza installata 60 MW + 25 MW di scorta): installazione di due elettrocompressori da 12 MW in sostituzione di due turbocompressori da 12 MW.
- Centrale di Istrana (4 turbocompressori con potenza installata 45 MW + 25 MW di scorta): installazione di un elettrocompressore da 25 MW in sostituzione di un turbocompressore da 25 MW.

Dorsale di importazione da nord (PdE Passo Gries):

- Centrale di Masera (3 turbocompressori con potenza installata 24 MW+12 MW di scorta): installazione di un elettrocompressore da 12 MW in sostituzione di un turbocompressore da 12 MW.

Dorsale di importazione da Sud (PdE di Mazara del Vallo, Gela, TAP):

- Centrale di compressione di Enna (4 turbocompressori con potenza installata 75 MW + 25 MW di scorta): installazione di un elettrocompressore da 25 MW in sostituzione di un turbocompressore da 25 MW.
- Centrale di compressione di Messina (6 turbocompressori con potenza installata 105 MW + 55 MW di scorta): installazione di due elettrocompressori da 12 MW in

sostituzione di un turbocompressore da 25 MW.

- Centrale di compressione di Tarsia (4 turbocompressori con potenza installata 75 MW + 25 MW di scorta): installazione di un elettrocompressore da 25 MW in sostituzione di un turbocompressore da 25 MW.
- Centrale di compressione di Montesano (4 turbocompressori con potenza installata 75 MW + 25 MW di scorta): installazione di un elettrocompressore da 25 MW in sostituzione di un turbocompressore da 25 MW.
- Centrale di compressione di Melizzano (4 turbocompressori con potenza installata 75 MW + 25 MW di scorta): installazione di un elettrocompressore da 25 MW in sostituzione di un turbocompressore da 25 MW.
- Centrale di compressione di Gallese (3 turbocompressori con potenza installata 50 MW + 25 MW di scorta): installazione di un elettrocompressore da 25 MW in sostituzione di un turbocompressore da 25 MW.
- Centrale di compressione di Terranuova (3 turbocompressori con potenza installata 30 MW + 12 MW di scorta): installazione di un elettrocompressore da 12 MW in sostituzione di un turbocompressore da 10 MW.

Centrale di Poggio Renatico

- Centrale di compressione di Poggio Renatico (4 turbocompressori con potenza installata 45 MW + 25 MW di scorta): il progetto previsto nel precedente Piano prevedeva l'installazione di un elettrocompressore da 15 MW in sostituzione di un turbocompressore da 12 MW. Il nuovo progetto prevede l'installazione dell'elettrocompressore in aggiunta ai turbocompressori esistenti.

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

A seguito della crescita dei flussi in esportazione nel PdU di Tarvisio, divenuto strategico per l'approvvigionamento dell'Austria e dei Paesi ad essa interconnessi a seguito della riduzione dei flussi di importazione dalla Russia, il progetto iniziale di sostituzione è stato modificato in un progetto di potenziamento.

Il progetto nella sua nuova configurazione prevede l'installazione di un elettrocompressore da 15 MW in aggiunta ai turbocompressori esistenti, portando la potenza installata da 45 MW a 60 MW + 25 MW di scorta.

Nella sua nuova configurazione, il progetto Dual Fuel Centrale di Poggio Renatico è confluito nel progetto "Potenziamento Export Fase 1" (potenziamento Centrale di Poggio Renatico e reverse flow sulla Centrale di

Malborghetto), di seguito descritto, pur continuando ad essere rappresentato anche nel progetto complessivo Centrali Dual Fuel con il quale continua a condividere le finalità di decarbonizzazione e incremento di efficienza del processo industriale di trasporto gas e di supporto alla flessibilità del sistema elettrico.

Potenziamento Export Fase 1 - Potenziamento Centrale di Poggio Renatico e reverse flow della Centrale di Malborghetto

Il nuovo progetto Potenziamento Export Fase 1 ha come obiettivo l'incremento della capacità di trasporto verso l'Austria in corrispondenza del PdU di Tarvisio fino a 40 MSmc/g (431 GWh/g, +12 MSmc/g - 129 GWh/g rispetto agli attuali 18 MSmc/g), mantenendo invariata la capacità massima di esportazione contemporanea dai PdU di Passo Gries e di Tarvisio, pari a 40 MSmc/g.

Il progetto consiste nella realizzazione di una nuova unità di compressione elettrica da 15 MW nella centrale di Poggio Renatico, già prevista nel progetto Centrali Dual Fuel, in aggiunta alle 4 unità di compressione esistenti. Il progetto include anche le opere necessarie ad invertire il flusso presso la centrale di compressione di Malborghetto, che consistono nella realizzazione di una tubazione e delle valvole di bypass e delle connesse opere elettro-strumentali e di adeguamento dei sistemi di controllo di centrale.

Il progetto Potenziamento Export Fase 1 è stato identificato dal Governo come progetto idoneo a ricevere fondi sotto forma di sovvenzioni e prestiti agevolati, nell'ambito della revisione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

Progetto Potenziamento Export Fase 2 - Gasdotto Poggio Renatico - Zimella

Il progetto Potenziamento Export Fase 1 porterà la capacità del PdU di Tarvisio allo stesso valore di capacità del PdU di Passo Gries, 40 MSmc/g, senza tuttavia incrementare la capacità complessiva di esportazione del sistema gas italiano.

Al fine di incrementare la capacità complessiva di esportazione dai PdU di Tarvisio e di Passo Gries dagli attuali 40 Mm³/g a 60 Mm³/g (657 GWh/g), senza modificare la capacità di ogni singolo PdU, è stato pianificato il progetto di Potenziamento Export Fase 2. Il progetto consiste di un nuovo gasdotto di DN1200 lungo circa 65km, che dalla centrale di Poggio Renatico raggiungerà il nodo di Zimella con un tracciato parallelo rispetto all'infrastruttura di trasporto esistente.

Questo progetto, per il quale non è stata presa la decisione finale di investimento, è previsto entrare in esercizio nel 2031.

Il progetto è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2022 con il codice identificativo TRA-N-1145.

La necessità di incrementare la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti dopo l'inizio del conflitto Russo-Ucraino a fine febbraio 2022, ha determinato la necessità di installare nuovi impianti per la rigassificazione del GNL interconnessi alla rete di trasporto. Il Governo italiano, con l'obiettivo di sostituire le forniture di gas proveniente dalla Russia con altre fonti diverse al fine di incrementare la capacità di approvvigionamento del Paese, avviava a marzo 2022 una serie di interlocuzioni con Snam con lo scopo di aumentare la capacità di rigassificazione nazionale mediante l'installazione di unità di rigassificazione del tipo Floating Storage Regasification Unit (FSRU) che, per le strette tempistiche dettate dall'emergenza gas, si reputavano essere la scelta ottimale.

Snam, in seguito ad indagini e verifiche condotte su tutto il territorio nazionale, individuava il porto di Piombino e l'area antistante le coste di Ravenna come siti idonei per l'installazione di nuovi rigassificatori FSRU, verificando che le caratteristiche dei siti offshore, la capacità della rete e la prossimità con i gasdotti esistenti fossero in grado di garantire la messa in esercizio dei nuovi terminali in tempi compatibili con l'emergenza in atto.

Il Governo a maggio 2022 emanava il D.L. 50/2022 (c.d. Decreto Aiuti) che all'art. 5, "Disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione", disponeva che "In considerazione della necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento di gas ai fini della sicurezza energetica nazionale, fermi restando i programmi di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale, le opere finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione nazionale mediante unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto esistente alla data di emanazione del presente decreto, incluse le connesse infrastrutture, costituiscono interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti".

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

FSRU di Piombino

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

Il progetto è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2022 con il codice identificativo TRA-F-539

L'autorizzazione all'esercizio del terminale FSRU di Piombino prevede che il terminale sia ricollocato in un altro sito entro il 2026. Per tale motivo, sono state avviate le attività per il progetto integrativo di ricollocazione della FSRU in altro sito offshore, a seguito delle quali è individuata un'area offshore al largo di Vado Ligure come sito idoneo per la ricollocazione.

Attualmente sono in corso le attività finalizzate all'autorizzazione della ricollocazione del terminale nel tratto di mare antistante la costa di Vado Ligure, avviate a seguito dell'emanazione del DPCM del 22 giugno 2023 con il Presidente della Regione Liguria è stato nominato "Commissario Straordinario di Governo per la realizzazione ovvero ricollocazione delle opere e delle infrastrutture finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione nazionale mediante unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione nella Regione Liguria".

Le opere di allacciamento del terminale FSRU nella nuova collocazione consistono di gasdotto sottomarino di DN650 e ca. 5 km e di un gasdotto a terra di DN 650 di ca. 27 km, dei quali ca. 24 km in sostituzione di un gasdotto esistente di diametro inferiore. L'allacciamento prevede inoltre la realizzazione di un altro breve tratto di ca. 3 km di DN500 per collegare in terminale ad un'altra direttrice di trasporto e garantire la massima capacità di trasporto al terminale FSRU (20 MSmc/g), unitamente alle altre opere necessarie al funzionamento del sistema (impianti di riduzione e di intercettazione).

FSRU di Ravenna

In data 8 luglio 2022 è stata presentata, ai sensi dell'art. 5 del DL 50/2022, l'istanza di autorizzazione unica alla realizzazione ed esercizio per la realizzazione del progetto "FSRU Ravenna e collegamento alla Rete Nazionale Gasdotti", autorizzata con Decreto n. 3 del 7 novembre 2022 dal Commissario Straordinario della Regione Emilia Romagna e volturata per la parte relativa al gasdotto di connessione a Snam Rete Gas con decreto del 9 febbraio 2023.

L'allacciamento del terminale FSRU di Ravenna alla rete di trasporto nazionale è costituito da un primo gasdotto, di ca. 10 km e DN650, offshore per gran parte del suo percorso e da un secondo gasdotto a terra di ca. 31 km e DN 900 con relativo impianto di riduzione della pressione, che interconnette l'impianto con il nodo di Ravenna Terra.

Il progetto è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2022 con il codice identificativo TRA-A-566

Interconnessione Malta

Il progetto di connessione di Malta alla rete Europea del gas, proposto dal Governo Maltese, è stato incluso nelle prime 4 liste dei Progetti di Interesse Comune e risulta confermato anche nella 5° lista PCI adottata dalla Commissione Europea con codice 5.19.

Snam Rete Gas ha avviato un'attività di coordinamento con la costituita società di trasporto Melita TransGas al fine di individuare gli interventi necessari sulla propria rete di trasporto e ha avviato la procedura di capacità incrementale, tuttora in corso.

Il progetto per la parte relativa alla rete di trasporto consiste nella realizzazione di un nuovo impianto di interconnessione e misura presso Gela.

Il progetto prevede la creazione di un nuovo PdU dalla rete di trasporto con una capacità di esportazione di 5 MSmc/g (54 GWh/g), attualmente prevista entro il 2028. L'avvio del progetto è subordinato all'esito della procedura di capacità incrementale.

Il progetto è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2022 con il codice identificativo TRA-N-1063.

Ulteriori potenziamenti da Sud

Il progetto prevede ulteriori potenziamenti (440 km DN1200, 50 MW) lungo la direttrice Sud – Nord, per incrementare la capacità di trasporto dal sud Italia in relazione a nuovi possibili gasdotti di importazione e/o terminali GNL ed è finalizzato alla creazione di ulteriori ca. 25 MSmc/g (277 GWh/g) di capacità di trasporto dal sud Italia, per il raggiungimento di una capacità complessiva di ca. 175 MSmc/g (1938 GWh/g, considerando la realizzazione del progetto Linea Adriatica).

Le attività realizzative del progetto "Ulteriori Potenziamenti a Sud" sono previste al di fuori del perimetro temporale del Piano.



5.3.2 Sviluppo – Progetti di Rete Regionale

La rete regionale è costituita da infrastrutture di estensione interregionale, regionale e locale, spesso magliate, interconnesse in uno o più punti con la rete nazionale.

Il potenziamento e lo sviluppo della rete regionale si prefigge i seguenti obiettivi:

- aumentare la capacità di trasporto esistente, allo scopo di sostenere nel medio lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale registrati, previsti o richiesti in una determinata area; tale incremento consente di sostenere nei momenti di maggior domanda le pressioni ai terminali delle reti presso i punti di riconsegna, evitando situazioni di sofferenza e brusche cadute di pressione al variare, anche minimo, della portata di gas;
- estendere 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 degli interventi di potenziamento, viene considerata la domanda di picco in condizioni climatiche invernali, che include fabbisogno relativo al riscaldamento civile.

Le soluzioni tecniche individuate tengono ovviamente conto di possibili sinergie con esigenze di adeguamento o sostituzione di asset già esistenti, al fine di ottimizzare i costi complessivi e ridurre i tempi di realizzazione e gli impatti sul territorio.

Le principali opere di potenziamento e di estensione della rete regionale sono elencate nella seguente tabella e descritte nelle schede riepilogative dell'allegato II b.

Si segnala in particolare le seguenti differenze rispetto al Piano Decennale 2022-31:

- nel corso del 2022 sono entrati in esercizio i metanodotti Desio-Biassono e Ravenna Fiumi Uniti;
- il progetto "Reana del Roiale Campoformido" (No FID) è stato stralciato dal Piano, a fronte delle mutate condizioni di mercato che non ne richiedono più la realizzazione;
- si dà nuova evidenza del progetto "Nocera Cava dei Tirreni", in quanto la stima di investimento aggiornata ha superato la soglia dei 5 M€.

PRINCIPALI PROGETTI DI SVILUPPO DI RETE REGIONALE A PIANO

Categoria	Progetto	Entrata in Esercizio	Costo a V.I. €M	Impegno Piano €M	Autorizzazione
Sviluppo	Desio – Biassono	2022	15	1	FID
	Ravenna Fiumi Uniti	2022	6	1	FID
	Nocera Cava dei Tirreni	2024	8	5	FID

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

Coordinamento con altri Trasportatori della Rete Regionale

Come descritto nel paragrafo 1.3.2 del presente documento, Snam Rete Gas promuove un'attività di coordinamento con i gestori delle altre reti di trasporto interconnesse a valle con la rete di Snam.

Di seguito viene riportata una sintesi delle principali evidenze di questa attività.

Progetto di metanizzazione del Trentino

Due gestori, Retragas e Gasdotti Alpini, hanno in corso progetti con l'obiettivo di metanizzare l'area delle Valli Giudicarie in Trentino, così come riportato nei rispettivi Piani Decennali. I due progetti, seppur diversi, presentano alcune sovrapposizioni. Al fine di definire lo sviluppo efficiente e coordinato delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas naturale nell'area del Trentino, è stato attivato un Tavolo di Coordinamento a cui partecipano i suddetti due Trasportatori e la Provincia Autonoma di Trento quale stazione appaltante.

Con lettera del 12 dicembre 2023 Retragas ha comunicato che "con riferimento allo sviluppo dei metanodotti del trasporto regionale del gas nell'area del Trentino Occidentale, Retragas comunica che non darà seguito alla prosecuzione delle iniziative relative alla realizzazione dei metanodotti Tione - Pinzolo, Pinzolo - Madonna di Campiglio - Dimaro e Tione - Comano a servizio dei territori della Val Rendena e delle Giudicarie Esteriori."

A fronte dei suddetti sviluppi e dai contatti intercorsi tra Snam ed i rispettivi gestori di cui sopra, per quanto alla necessità di potenziamenti della rete Snam derivanti dai due progetti, risulta che:

- per il progetto di Retragas si conferma che alla data attuale, in funzione del cronogramma attività ipotizzato dalla società, non risultano necessari interventi di potenziamento della rete di Snam. Nelle prossime versioni dei piani decennali saranno valutati gli avanzamenti lavori, il grado di trasformazione e penetrazione del servizio e la necessità di potenziamenti rete già ipotizzati;
- per il progetto di Gasdotti Alpini, si conferma la necessità di riconversione "commerciale" di tre punti di riconsegna esistenti fra Snam Rete Gas e la rete di distribuzione che saranno convertiti in punti di interconnessione e la realizzazione di un ulteriore nuovo punto di interconnessione, con offerta di allacciamento già emessa da Snam Rete Gas.

Progetti di Energie Rete Gas

Nel corso dei contatti intercorsi con Snam, Energie Rete Gas ha confermato tutti i progetti presentati nell'ultimo Piano Decennale 2022-31. In particolare, i progetti relativi al Metanodotto di trasporto Garfagnana e al Metanodotto di trasporto della Valsesia, sulla base delle previsioni di mercato indicate nel precedente Piano Decennale, comportano degli interventi di potenziamento della rete di Snam a monte di due nuovi punti di interconnessione da realizzare.

Energie Rete Gas ha comunicato che i suddetti due progetti sono al momento in una fase di attesa nelle more di una finalizzazione del processo di coordinamento con i singoli Ambiti Territoriali Minimi (ATEM).

A fronte delle suddette informazioni Snam conferma le soluzioni tecniche di potenziamento derivanti dagli scenari indicati nel precedente Piano. Le soluzioni tecniche individuate, la cui stima di costo è stata comunicata a Energie Rete Gas, e la programmazione temporale delle opere potranno essere meglio definite nell'ambito del processo di coordinamento in atto, sulla base della successiva pianificazione delle effettive esigenze in termini di picchi orari della domanda e delle ipotesi di build-up della domanda stessa. Rimane aperta la possibilità di valutare una diversa ipotesi di interconnessione fra le due reti che ridurrebbe la necessità di investimento da parte di Snam.

L'avvio dei suddetti progetti, che Snam inserirà a piano come investimenti di potenziamento e la cui ACB è a carico dell'operatore interconnesso, potrà avvenire solo a valle della valutazione positiva da parte delle autorità competenti e della formalizzazione di specifici accordi tra le parti (tra cui la richiesta formale di realizzazione dei due nuovi punti di interconnessione).

Altri progetti Retragas

Retragas ha comunicato a Snam la volontà di potenziare il punto di interconnessione esistente tra la rete Snam e la rete Retragas in località Marcheno, in termini di incremento della portata e di maggior pressione di riconsegna del gas presso tale punto. Snam ha anticipato a Retragas che le prestazioni richieste richiedono un potenziamento della rete Snam a monte per il quale una prima stima di investimento è già stata comunicata a Retragas.

L'avvio del suddetto progetto, che Snam inserirà a piano come investimento di potenziamento una volta individuata la soluzione tecnica, e la cui ACB è a carico dell'operatore interconnesso, potrà avvenire solo a valle della valutazione positiva da parte delle autorità competenti e della formalizzazione di specifici accordi tra le parti.

5.3.3 Progetti di allacciamento

Snam Rete Gas è tenuta ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema abbia idonea capacità e purché le opere necessarie all'allacciamento siano tecnicamente ed economicamente realizzabili, 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".

I progetti di allacciamento sono relativi alla connessione alla rete di trasporto dei nuovi punti di riconsegna a clienti finali industriali o termoelettrici, reti di distribuzione, punti di interconnessione con altre reti di trasporto e punti di consegna da produzioni nazionali.

La procedura che descrive le modalità di richiesta, valutazione, accettazione e realizzazione di nuovi allacciamenti è descritta nel Capitolo 6 del Codice di Rete di Snam Rete Gas.

I progetti di allacciamento a nuovi punti di riconsegna o di interconnessione con reti di terzi sono dimensionati considerando le specifiche esigenze rappresentate dal richiedente l'allacciamento, tenendo conto contestualmente di uno scenario di domanda di picco in condizioni climatiche invernali, che considera il fabbisogno relativo al riscaldamento civile: in tal modo, oltre al corretto dimensionamento dell'allacciamento stesso viene verificata l'eventuale necessità di potenziamenti della rete esistente a monte, indotti dalla nuova capacità incrementale.

Per quanto riguarda gli allacciamenti a nuovi punti di consegna, viene verificata la compatibilità del profilo di immissione in rete della produzione considerando le caratteristiche tecniche della rete, le portate orarie e i volumi giornalieri massimi e minimi previsti in immissione. Per la verifica della smaltibilità dei nuovi punti di immissione, vengono considerate le condizioni di minima domanda, normalmente ricadenti nei mesi estivi, al fine di verificare l'effettiva capacità della rete di garantire in modo continuativo l'assorbimento dei volumi richiesti.

Nel periodo di Piano decennale sono previsti investimenti di circa 126 M€ suddivisi in 29 M€ per allacciamenti di distributori di CNG e 97 M€ per altri allacciamenti.



5.3.4 Progetti di connessione di impianti biometano

Al fine di promuovere la connessione alla rete gas degli impianti di biometano, ai sensi di quanto previsto dalle disposizioni dal quadro normativo e regolatorio vigente, Snam ha avviato in data 31 maggio 2023 una raccolta di:

- richieste di allacciamento alla rete di trasporto di Snam Rete Gas ai sensi delle disposizioni di cui al capitolo 6 del Codice di Rete, secondo un iter semplificato ed accelerato che possa favorire la massima partecipazione dei produttori ai bandi di gara di cui alle Procedure applicative del GSE definite in applicazione del Decreto Ministeriale del 19 settembre 2022;
- manifestazioni di interesse da parte dei produttori interessati alla connessione di impianti di biometano a tutte le reti del gas naturale, ai sensi di quanto previsto all'articolo 7.1 della Deliberazione dell'Autorità del 23 maggio 2023 n. 220/2023/R/Gas "Disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive connessioni in applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199".

In esito alla raccolta, conclusasi il 30 giugno 2023, sono state ricevute ed elaborate 35 richieste di connessione, come meglio descritto nel seguente paragrafo nel contesto di tutte le richieste di connessione pervenute alla data del 31 dicembre.

Andamento storico delle connessioni di impianti biometano

A seguito del recepimento della direttiva connessioni del 2015, SRG ha ricevuto a partire dal 2016 numerose richieste di connessione di impianti di produzione di biometano alla rete di trasporto, garantendo al contempo supporto tecnico sul territorio in merito alle tematiche di connessione alla rete. Infatti, dal 2016 ad oggi, ci sono stati oltre 2.000 contatti preliminari tra potenziali richiedenti e gli specialisti territoriali di Snam, tramite comunicazioni elettroniche e incontri dedicati e, a partire dal mese di giugno 2016, avvalendosi del portale dedicato ai contatti preliminari alle richieste di allacciamento (ivi incluse, quelle per autotrazione e altri allacciamenti).

Nella figura sottostante è evidenziata l'evoluzione delle richieste di connessione di impianti biometano alla rete di trasporto pervenute a Snam Rete Gas e delle offerte di connessione accettate dai richiedenti, a partire dal 2016³⁴. In particolare, le offerte di connessione accettate dai richiedenti su base mensile sono aumentate nel periodo compreso tra la fine del 2022 e settembre 2023, con un marcato incremento nei mesi di marzo e settembre 2023, coincidenti con i mesi di avvio dei bandi relativi alla prima e alla seconda asta previste dal decreto Biometano di settembre 2022.

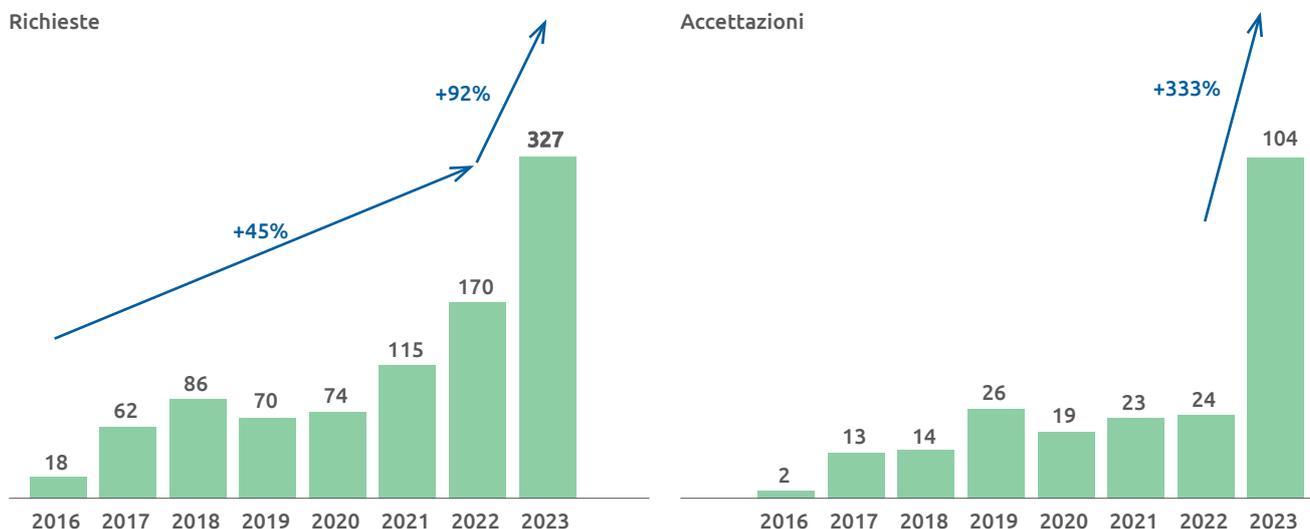
A fronte di 225 offerte di connessione di impianti di biometano alla rete di trasporto accettate dai richiedenti, per un volume nominale³⁵ di circa 1.200 MSmc/anno di biometano e una spesa complessiva di circa 185 M€, Snam Rete Gas ha già realizzato 77 allacciamenti, per un volume nominale di circa 760 MSmc/anno e una spesa a consuntivo di 69 M€.

34 Per il 2023 si riporta la situazione aggiornata al 31 dicembre 2023.

35 Per "nominale" si intende dichiarato dal produttore di biometano nella richiesta di connessione

Alla data del 31 dicembre, sono in corso di validità ulteriori circa 215 offerte di connessione non ancora accettate, per un volume nominale di circa 700 MSm³/anno e una spesa stimata di circa 300 M€.

Figura 18: Richieste di allacciamento di impianti biometano gestite e accettate



Nuove connessioni di impianti biometano

Sulla base delle analisi condotte da Snam Rete Gas, oltre 1.000 impianti biogas sul totale di circa 1.700 impianti esistenti sono molto vicini alla rete di Snam Rete Gas o comunque aggregabili con infrastrutture di trasporto comuni a due o più impianti, come evidenziato nella figura seguente.

Figura 19: impianti biogas prossimi alla rete Snam, aggregabili o oltre ad 1 km



L'impegno stimato per le nuove connessioni di impianti biometano alla rete di trasporto nel Piano 2023/32 è di 280 M€. Tale valore, che tiene conto del trend di crescita delle richieste osservato nell'ultimo periodo e del tasso di accettazione medio delle offerte di connessione, è più che raddoppiato rispetto al precedente Piano 2022-31 (122 M€).

I dati caratteristici relativi agli allacciamenti di impianti biometano in corso di realizzazione sono indicati nell'Allegato dedicato, dove sono riportate le seguenti informazioni:

- a) denominazione;
- b) localizzazione (con specifica indicazione di Regioni, Province e Ambiti Territoriali Minimi, Comune/località, afferenti al contesto di riferimento);
- c) codice identificativo nell'ambito del Piano;
- d) elementi dimensionali caratteristici: diametro (mm), pressione massima di esercizio e lunghezza (km);
- e) eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza rispetto ad altri interventi di allacciamento di impianti di biometano;
- f) valorizzazione, con separata evidenza, di tutti i costi associati agli sviluppi infrastrutturali, quali, tra gli altri: costi di connessione all'impianto, costi di sviluppo delle reti, inclusi quelli della distribuzione, costi per il trattamento del gas, associati a ciascuna configurazione.

Le informazioni di cui al punto f), incluse le motivazioni per cui la soluzione è stata ritenuta la migliore in relazione ai criteri di efficienza economica e di ottimizzazione complessiva indicati nella procedura di cui all'articolo 3 della deliberazione 23 maggio 2023, 220/2023/R/GAS, saranno disponibili a partire dai prossimi piani decennali a valle dell'approvazione della procedura stessa e della sua applicazione.



5.4

Interventi di sostituzione e sicurezza

Snam Rete Gas pianifica e realizza gli interventi necessari per il mantenimento dei gasdotti e degli impianti esistenti, al fine di assicurare il servizio di trasporto attraverso un sistema sicuro, efficiente ed in linea con le moderne tecnologie costruttive.

L'individuazione di un sentiero efficiente di interventi di sostituzione deve tener conto di tutti i possibili impatti derivanti dal verificarsi di malfunzionamenti della infrastruttura, che come descritto in precedenza sta progressivamente incrementando la quota parte di asset che hanno raggiunto o sono in procinto di raggiungere, la fine del ciclo di vita economico-tecnica.

Gli interventi di sostituzione di norma vengono programmati al fine di garantire il rispetto dei seguenti obiettivi:

- mantenere e/o possibilmente ridurre il livello di rischio complessivo delle infrastrutture esistenti, a tutela delle comunità locali e tenuto conto anche delle più recenti tecnologie di realizzazione, modalità di costruzione e materiali oggi disponibili rispetto al passato;
- mantenere, salvaguardare e possibilmente migliorare nel tempo i livelli di continuità e qualità del servizio di trasporto, in modo da assicurare ai consumatori finali un servizio sicuro, economico e sostenibile di approvvigionamento energetico;
- mantenere, salvaguardare e possibilmente migliorare i livelli di tutela dell'ambiente, riducendo le emissioni di gas climalteranti, favorendo l'integrazione delle fonti rinnovabili e, più in generale, promuovendo il processo di decarbonizzazione facendo leva su una infrastruttura pronta ad accogliere nuovi vettori energetici.

Nell'ambito del Piano sono previsti 159³⁶ progetti per sicurezza per importo di Piano di circa 5,3 miliardi di euro, di cui 46 progetti che prevedono la sostituzione di circa 2700 km di metanodotti per un impegno di Piano di 5 miliardi di euro. Questi progetti sono stati individuati tenendo conto delle priorità dettate dalle esigenze di sicurezza ed integrità del sistema di trasporto e in relazione al contesto e alle condizioni di esercizio degli asset di trasporto oggetto di intervento. Infatti l'individuazione degli interventi di sostituzione presuppone una valutazione complessiva dello sviluppo e dell'esercizio efficace ed efficiente della rete di trasporto, anche in considerazione degli ulteriori benefici ed esternalità positive che un intervento può portare al sistema, che si aggiungono a quelli necessari per eliminare o ridurre le possibilità di malfunzionamenti.

La maggior parte dei gasdotti che hanno raggiunto, o sono in procinto di raggiungere, la fine del ciclo di vita economico-tecnica, pur non essendo oggetto di interventi di sostituzione, sono comunque oggetto di attività di monitoraggio specifiche e costanti. Per alcuni di questi gasdotti, anche in esito alle analisi descritte nella metodologia Asset Health, sono in corso le valutazioni volte ad individuare/integrare le necessità di intervento che potranno confluire nei futuri progetti di sostituzione.

36 Numero dei progetti sopra i 1000 €.



5.4.1 Indicatori Asset Health

In questo paragrafo sono descritti gli indicatori che, in esito alle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture derivanti dall'applicazione della Metodologia Asset Health, sono ritenuti significativi ai fini di supportare gli interventi di mantenimento e sostituzione per sicurezza presenti nel Piano:

- Asset Health Index; indicatore sintetico rappresentativo del livello di attenzione sullo stato di salute dell'asset in termini di sicurezza e probabilità di guasto.
- P_{sicurezza}: indicatore di valutazione specifica riferita alla sicurezza.
- Emissioni: indicatore riferito ai fattori emissivi di cui alla Deliberazione n. 114/19/R/gas;
- Hydrogen Readiness, indicatore della compatibilità della condotta al trasporto di idrogeno sotto diverse forme;
- Tasso di utilizzo dell'asset.

Di seguito si riporta una descrizione dettagliata dei singoli indicatori, la cui valorizzazione è riportata negli elenchi di cui ai seguenti paragrafi e nelle schede di intervento dell'Allegato II, per ognuno degli interventi previsti.

Asset Health Index (AHI)

L'indicatore "Asset Health Index" (AHI) costituisce un indicatore sintetico rappresentativo del livello di attenzione sullo stato di salute dell'asset in termini di sicurezza e probabilità di guasto, e viene determinato in funzione di informazioni relative a:

- età dell'asset e normale vita economico/tecnica;
- fattori riferiti alle caratteristiche specifiche dell'asset;
- fattori relativi ad aspetti dell'ambiente in cui l'asset è inserito;
- fattori relativi all'utilizzo dell'asset;
- fattori relativi alle condizioni osservate dell'asset in base a misurazioni, test o controlli funzionali;
- fattori relativi alle condizioni dell'asset in base a utilizzo di modelli statistici;
- fattori relativi a problemi generici di affidabilità associati all'asset sulla base di data base dell'industria di riferimento.

Lo stato di salute relativo alle infrastrutture analizzate è quindi espresso mediante 4 classi di valorizzazione secondo una scala crescente:

- AHI1: indica un livello di attenzione trascurabile sugli asset considerati;
- AHI2: indica un livello di attenzione Basso sugli asset considerati;
- AHI3: indica un livello di attenzione Medio sugli asset considerati
- AHI4: indica un livello di attenzione Alto sugli asset considerati, con particolare riferimento alla dimensione della sicurezza.

Indicatore P_{Sicurezza}

La metodologia Asset Health individua l'indicatore PSicurezza quale principale metrica di valutazione per la dimensione della sicurezza. La dimensione della sicurezza, è, infatti, la più rilevante per gli operatori di trasporto nell'ambito delle valutazioni sullo stato di salute di una infrastruttura e quindi in relazione alla necessità di procedere ad interventi che possono arrivare fino alla decisione di sostituzione di un asset.

Mediante l'indicatore PSicurezza viene valutata la probabilità che un guasto possa portare ad un evento di rottura (che tra quelli considerati risulta essere quello più impattante e che può generare le maggiori conseguenze), al fine di verificare se l'infrastruttura può essere esercitata in condizioni ritenute accettabili.

Analogamente all'AHI, anche l'indicatore PSicurezza è stato rappresentato in base a 4 differenti classi di valorizzazione, secondo una scala da A a D con livello di attenzione crescente dove, con riferimento al punto di vista della sicurezza:

- Classe A: indica che non si prevede necessario un intervento di sostituzione nel medio/lungo termine sull'asset in oggetto;
- Classe B: indica che non si prevede si renda necessario un intervento di sostituzione nel medio termine sull'asset in oggetto, fatte salve ulteriori valutazioni;
- Classe C: indica che può essere opportuno valutare un intervento di sostituzione nel medio termine sull'asset in oggetto, anche in considerazione delle altre metriche di valore previste dalla metodologia;
- Classe D: indica che risulta necessario programmare un intervento di sostituzione nel medio termine sull'asset in oggetto.

Indicatore Emissioni di Base

Le emissioni di metano sono normalmente classificate in emissioni fuggitive (dovute a perdite dalle tenute e a perdite dai cosiddetti "fine linea aperti"), emissioni pneumatiche (derivanti da apparecchiature di regolazione e da impianti di analisi gas), emissioni puntuali (riconducibili a scarichi in atmosfera dovuti a rilasci non intenzionali, come per rotture, o intenzionali, ad esempio

nel corso di interventi sulla rete) ed emissioni dovute a combustione incompleta del gas bruciato.

Ai fini della determinazione dell'indicatore prestazionale sulle emissioni, sono state considerate le sole emissioni di base dovute al normale funzionamento della condotta e pertanto sono state escluse le emissioni puntuali e le emissioni dovute a combustione incompleta in quanto marginali e pertanto trascurabili.

L'indicatore sulle Emissioni di base – determinato secondo la formula di cui al paragrafo 7.1 della Metodologia Asset Health – è stato rappresentato in base a 4 differenti classi di valorizzazione, secondo una scala da A a D dove:

- Classe A: rappresenta gli asset che presentano livelli di emissione trascurabili;
- Classe B: rappresenta gli asset che presentano un valore dell'indicatore prestazionale inferiore a 0,4;
- Classe C: rappresenta gli asset che presentano un valore dell'indicatore prestazionale compreso tra 0,4 e 1.
- Classe D: rappresenta gli asset che presentano un valore dell'indicatore prestazionale superiore a 1.

Hydrogen Readiness

Come noto, la normativa di riferimento relativamente alla compatibilità degli asset al trasporto dell'idrogeno è in costante evoluzione.

L'indicatore "H2 readiness" - determinato secondo quanto indicato nella Metodologia Asset Health - fa riferimento alla sola compatibilità tecnica dell'asset in oggetto al trasporto di idrogeno e non vengono al momento considerati ulteriori aspetti di carattere normativo relativi all'esercizio di tali asset (ancora in via di definizione a livello nazionale e comunitario). Tali ulteriori aspetti - una volta definiti - saranno opportunamente integrati nella Metodologia e considerati nell'ambito delle future valutazioni. La compatibilità tecnica al trasporto di idrogeno di seguito riportata è effettuata pertanto sulla base delle valutazioni delle caratteristiche specifiche del metanodotto (es. la tipologia di acciaio con cui è realizzata) applicando le metodologie previste dagli standard internazionali disponibili.

L'indicatore H2 readiness è stato declinato in base a 3 differenti classi di valorizzazione, secondo una scala da A a C dove:

- Classe A indica un gasdotto pronto per miscele fino al 100% di H2 senza riduzioni di massima pressione operativa MOP (anche in considerazione di specifiche verifiche puntuali di compatibilità);
- Classe B indica un gasdotto pronto per miscele fino al 100% di H2 con riduzioni MOP;
- Classe C indica un gasdotto non adeguato al trasporto di H2

Tasso di utilizzo

Un' ulteriore metrica considerata nell'ambito del processo di valutazione dello stato di salute di un asset e dell'opportunità di procedere o meno ad un intervento di sostituzione fa riferimento al tasso di utilizzo di tale infrastruttura.

Il tasso di utilizzo di un gasdotto (o di un tratto di rete costituito da più gasdotti) viene determinato come rapporto tra il valore di capacità utilizzata e quello di capacità tecnica di trasporto, calcolata alla massima pressione operativa (MOP) del gasdotto.



5.4.2 Sostituzione e sicurezza – Progetti di Rete Nazionale e Regionale

Nei paragrafi seguenti vengo descritti i principali progetti di sostituzione di rete nazionale e regionale.

Oltre agli interventi di sostituzione sono compresi nel piano anche altri interventi per sicurezza, di diversa natura e di minor impatto economico, che vengono effettuati per garantire il mantenimento delle condizioni di sicurezza della rete. Tali progetti riguardano generalmente interventi provvisori necessari per la riduzione della pressione di esercizio delle reti, attuabili là dove le condizioni siano tali da garantire comunque la domanda di gas, oppure interventi necessari per garantire il consolidamento geologico delle aree attraversate dai gasdotti.

Progetti di sostituzione di Rete Nazionale

I principali progetti di sostituzione sono relativi alla rete di trasporto in centro Italia e in Piemonte e interessano gasdotti il cui tracciato attraversa aree fortemente urbanizzate e/o territori geologicamente complessi, interessati da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni.

Gli interventi individuati consentono di aumentare la sicurezza di importanti metanodotti che, oltre a collegare grosse aree di mercato, garantiscono flessibilità e, in alcuni casi, ridondanza alla dorsale italiana di trasporto del gas.

PROGETTI SOSTITUZIONE DI RETE NAZIONALE

Progetto di rete nazionale	Entrata in Esercizio	Costo a V.I. €M	Impegno Piano €M	Autorizzazione
Recanati – Chieti	2025	558	448	FID
Ravenna – Recanati	2026	439	251	FID
S. Salvo – Biccari	2025	214	42	FID
Foligno – Gallese	2027	374	359	FID
Recanati – Foligno	2026	283	247	FID
Sansepolcro – Terranuova	2026	165	159	FID
Tortona – Alessandria – Asti – Torino	2033	370	203	NO FID



Progetti di Rete Regionale

Oltre ai progetti di rete nazionale sono stati identificati alcuni progetti di sostituzione e riassetto della rete regionale, su gasdotti che hanno terminato la loro vita utile economico-tecnica e che hanno condizioni di posa che non garantiscono un esercizio idoneo soprattutto nel medio/lungo termine.

PROGETTI SOSTITUZIONE DI RETE REGIONALE				
Progetto di rete regionale	Entrata in Esercizio	Costo a V.I. €M	Impegno Piano €M	Autorizzazione
Sansepolcro – Foligno	2028	253	247	FID
Chieti – Rieti	2029	388	362	FID
Gagliano – Termini Imerese 2a fase	2027	229	199	FID
Vitinia – Cisterna – Gaeta	2034	444	182	NO FID
Corte – Torino a Chivasso	2027	35	34	FID
Gallese – Vitinia	2030	299	225	FID
Rete Reggiana – Modenese	2030	209	157	NO FID
Sestri Levante	2029	218	209	FID
Fornovo – Langhirano – Traversetolo	2030	75	75	FID
Der. Livorno*	2029	49	34	NO FID
Terranuova – Montelupo	2031	252	188	NO FID
Rete di Lucera	2027	36	34	FID
Piombino- Grosseto	2030	98	98	FID
Catania- Augusta	2030	100	75	NO FID
Cellole - Melizzano	2034	140	48	NO FID
Der. per Pavullo	2030	96	71	FID
Der. per Siena	2030	213	208	FID
Der. per Porto Empedocle	2028	107	92	NO FID
Benevento - Pontecagnano	2032	164	100	NO FID
Rete di Avezzano e Sulmona	2032	103	73	NO FID

Variazioni rispetto al Piano Decennale 22-31

Si segnalano le seguenti variazioni rispetto all'elenco riportato nel Piano 2022-31.

I seguenti progetti sono stati eliminati dalla lista in quanto entrati in esercizio:

PROGETTI ENTRATI IN ESERCIZIO RISPETTO AL PRECEDENTE PIANO

Progetto	Entrata in Esercizio	Costo a V.I. €M	Impegno Piano €M
Rimini – Sansepolcro	2022	263	26
Gagliano – Termini Imerese 1a fase	2022	98	7
Pieve di Soligo – S. Polo di Piave	2023	51	11
Ravenna Mare – Ravenna Terra	2023	64	31
Mestre – Trieste	2023	195	44
Campodarsego – Castelfranco	2021	42	5

I seguenti progetti sono stati eliminati dalla lista in quanto individuata una differente soluzione tecnica che prevede interventi puntuali sulle infrastrutture esistenti in luogo della sostituzione precedentemente prevista:

- Poggiofiorito
- Rete di Bassano



5.5

Interventi di mantenimento

Nel piano vengono inoltre considerati i progetti di mantenimento che riguardano il rinnovo, o la conservazione in condizioni di esercizio adeguate, delle infrastrutture di trasporto. Queste attività riguardano principalmente:

- Il rinnovo di parti o componenti, finalizzate a contrastare il naturale invecchiamento degli asset e a mantenere la rete adeguata ai più moderni standard (sostituzione di rivestimenti ammalorati, sostituzione di elementi ausiliari del metanodotto quali ad esempio la strumentazione di misura e controllo o le apparecchiature per la protezione del metanodotto dalle corrosioni, realizzazione o rifacimento di opere di protezione spondale e di consolidamento dei terreni di posa, ecc.)
- Le attività ispettive con cadenza pluriennale per la rilevazione di eventuali anomalie (e.g. ispezioni pig), valutazione degli esiti delle ispezioni rispetto a soglie di accettabilità, eventuali riparazioni o sostituzioni di piccoli tratti di gasdotto;
- La realizzazione di varianti o di modifiche alla rete dei gasdotti, finalizzate al superamento di interferenze dovute alla realizzazione di nuove infrastrutture o all'evoluzione del contesto di antropizzazione.

Tra gli interventi di mantenimento ricoprono particolare importanza quelli pianificati per garantire la continuità di esercizio, di cui si riportano i principali.

PROGETTI DI MANTENIMENTO PER CONTINUITÀ DI ESERCIZIO				
Progetto di rete regionale	Entrata in Esercizio	Costo a V.I. €M	Impegno Piano €M	Autorizzazione
Livorno – Piombino	2026	302	285	FID
Spina di Genova	2026	48	46	FID
Sestri Levante – Recco	2036	251	3	In valutazione

Nel Piano sono presenti circa 2000 interventi di questa categoria con un impegno nell'arco di Piano di circa 2,7 B€.

5.6

Altri interventi

In tale categoria sono inseriti tutti gli interventi su asset fisici diversi dalla rete gas, relativi ad esempio alla digitalizzazione, ai sistemi informativi, agli immobili e agli automezzi.

Il Piano riporta 1724 interventi di questa categoria per un impegno economico nell'arco del Piano pari a circa 1.9 B€.

5.7

Virtual Pipeline Sardegna

Nel Piano decennale 2022-2031 era descritta la configurazione infrastrutturale per la realizzazione della Virtual Pipeline della Sardegna, ai sensi del Decreto Legge 16 luglio 2020 n. 76, art. 60 comma 6 che prevede che: "Al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, garantendo l'approvvigionamento di energia all'isola a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d'Italia, assicurando al contempo la compatibilità con l'ambiente e l'attuazione degli obiettivi del PNIEC, in tema di rilancio industriale, di decarbonizzazione dei consumi e di phase out delle centrali a carbone presenti nella regione Sardegna, è considerato parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa".

Tale configurazione veniva confermata nel DPCM del 29/03/2022, che individuava i primi tratti di rete da realizzare per interconnettere i Terminali GNL ai principali bacini di consumo dell'Isola nonché alle eventuali centrali termoelettriche a gas, coerente alla realizzazione delle opere della prima fase previste nel piano decennale Enura 2022-31³⁷.

Con Deliberazione n. 279/2022/R/gas del 28 giugno 2022 ARERA ha avviato un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal DPCM, richiedendo a Snam e Terna di sviluppare un documento congiunto sugli scenari di domanda di energia elettrica e gas naturale nella Regione Sardegna, coerenti con gli scenari più recenti rilevanti ai fini della predisposizione dei rispettivi Piani ed esplicitando le esigenze di domanda di gas naturale per i diversi usi³⁸.

La Regione Sardegna, nel mese di luglio 2022, ha presentato ricorso al Tar del Lazio per l'annullamento del DPCM del 29/03/2022, avviando un iter giudiziale avverso alla configurazione infrastrutturale individuata dal DPCM. Dopo che il Tar del Lazio il 26 settembre 2022 ha respinto tale ricorso, la regione Sardegna ha presentato appello al Consiglio di Stato che avrebbe dovuto esprimersi sul merito lo scorso 16 novembre 2023. Tuttavia, tale udienza è stata rinviata in data da definirsi in considerazione della richiesta di rinvio per pendenza di trattative istituzionali. La nuova configurazione infrastrutturale, alternativa a quella individuata e descritta nel Piano Decennale 2022- 31 e nel DPCM 29/03/2022, in fase di definizione tra Regione Sardegna e Governo, dovrebbe prevedere, in una prima fase, il posizionamento di un solo FSRU ormeggiato a Porto Torres adeguatamente dimensionato per il soddisfacimento del fabbisogno regionale, anche attraverso i depositi costieri già autorizzati (Oristano).

37 <https://www.arera.it/it/comunicati/22/220329pds.htm>

38 <https://www.snam.it/it/i-nostri-business/trasporto/servizi-online/sviluppo-della-rete-e-piano-decennale/scenari-domanda-sardegna-e-configurazione-virtual-pipeline.html>

Il raggiungimento dei principali bacini di consumo verrebbe garantito da una rete di trasporto sviluppata lungo la direttrice Nord-Sud e in grado di assicurare il collegamento di tutti i terminali costieri, coerente alla realizzazione di parte delle opere della seconda fase previste nel piano decennale Enura 2022-31.

In questa nuova configurazione, gli investimenti per SNAM ammontano a circa 480 M€ relativi alla realizzazione del terminale FSRU di Porto Torres e circa 110 M€ per l'acquisto delle bettoline.

I costi di realizzazione e gestione della Virtual Pipeline, unitamente a quelli di competenza degli altri soggetti coinvolti, sono stati considerati nell'analisi dei costi e dei benefici del piano decennale 2023-32 di Enura SpA, al quale si rimanda per la parte relativa all'infrastruttura di trasporto.

5.8

Coerenza con Piano Decennale ENTSOG

Come previsto da Regolamento 2009/715/CE, ENTSOG provvede a predisporre con cadenza biennale un Ten Year Network Development Plan (TYNDP) non vincolante della rete di trasporto europea. Il documento tiene conto dei piani di sviluppo nazionali e regionali, dando opportuna evidenza ai PIC, che devono necessariamente farne parte. Per la prima volta l'edizione 2020 del TYNDP è stata sviluppata sulla base di scenari energetici elaborati e condivisi con ENTSOE organismo analogo a ENTSOG per il settore elettrico. L'approccio è stato confermato per il TYNDP 2022 e ulteriormente rafforzato con l'istituzione di un core team "Interlinked model" finalizzato a valutare anche i progetti in ottica cross settoriale. 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 fabbisogni infrastrutturali in considerazione delle evoluzioni attese di domanda e offerta a livello comunitario. Il documento include una valutazione dei progetti candidati a PIC mediante un'analisi costi-benefici a livello di sistema energetico europeo, la cui metodologia è stata elaborata da ENTSOG e approvata dalla Commissione ai sensi dell'articolo 11 del Regolamento 347/2013.

A giugno 2023 inoltre è stato pubblicato il documento metodologico per la valutazione dei progetti PCI, disciplinati dalla nuova regolazione TEN-E riguardanti l'idrogeno.

La valutazione dei progetti, realizzata considerando differenti scenari di mercato e di sviluppo infrastrutturale, permette di identificare il grado di flessibilità e adeguatezza nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti dei singoli sistemi nazionali, indicando potenziali necessità di sviluppo sulla rete di trasporto nonché i gradi di dipendenza da un'unica fonte di approvvigionamento e di diversificazione degli approvvigionamenti.

ENTSOG ha pubblicato il TYNDP 2022 il 29 settembre 2023. Il documento conferma la centralità delle infrastrutture gas nell'assicurare la copertura della domanda energetica europea – anche in particolari condizioni di stress climatico o infrastrutturale – evidenziandone il ruolo chiave nell'abilitare e sostenere gli obiettivi di decarbonizzazione del Green Deal. In particolare, il TYNDP considera lo sviluppo delle infrastrutture dedicate all'idrogeno e la loro interazione con la rete di gas naturale. Risultano inoltre già avviate le attività legate alla predisposizione del TYNDP 2024. In particolare, è in fase conclusiva il processo di costruzione degli scenari energetici³⁹, sviluppati come da precedente edizione in maniera congiunta da ENTSOG e ENTSOE.

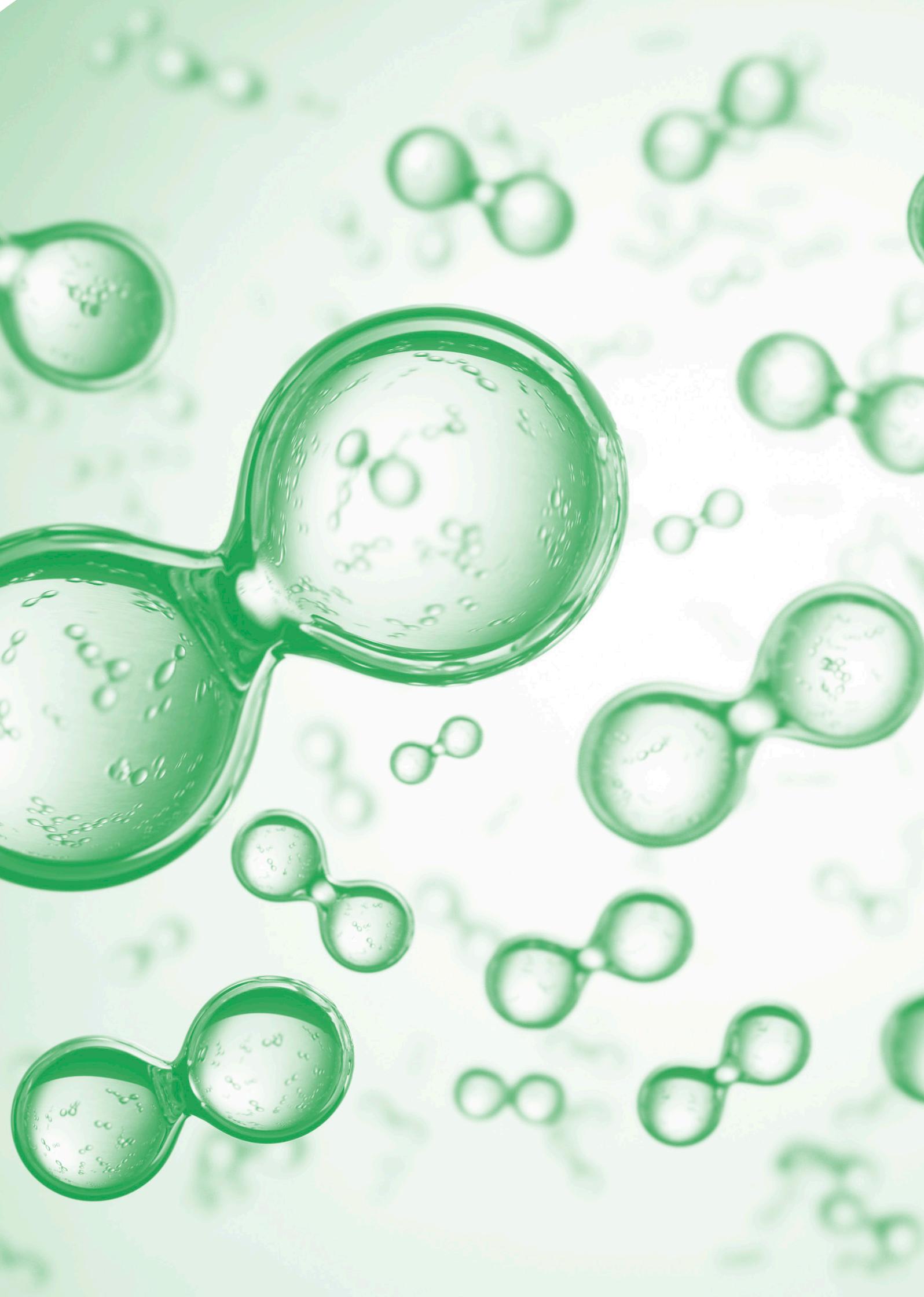
Il Piano decennale di Snam Rete Gas risulta coerente con il Piano di ENTSOG e ne considera i possibili sviluppi previsti in relazione alle interconnessioni con il sistema europeo.

39 https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2023/07/ENTSOs_TYNDP_2024_Scenarios_Storyline_Report_2023-07.pdf

06

Interventi per la transizione energetica





6.1

Integrazione dell'idrogeno con le infrastrutture di trasporto esistenti

Il trasporto di miscele di H₂ fino al 100% può essere effettuato senza alcuna sostanziale modifica dei gasdotti, a condizione che sia applicata una riduzione della pressione di trasporto, che può arrivare fino al 50% per i gasdotti di diametro maggiore. Tale approccio minimizza gli interventi sui gasdotti esistenti, ma richiede maggiori interventi sulle centrali di compressione, il cui numero e potenza unitaria aumentano con il diminuire della pressione di esercizio dei gasdotti. Il trasporto di miscele di H₂ fino al 100% può avvenire altresì a pressioni sostanzialmente invariate rispetto a quelle utilizzate per il gas naturale, a condizione che siano verificate le caratteristiche dei componenti dei gasdotti da "riconvertire". L'analisi di adeguatezza della rete di Snam Rete Gas, allo stato attuale quasi completata, evidenzia la sostanziale idoneità di circa il 99%⁴⁰ dei gasdotti esistenti al trasporto di miscele di idrogeno fino al 100%, a valle di interventi localizzati, quali ad esempio la sostituzione di alcuni componenti e/o la riduzione della pressione massima di esercizio su alcune sezioni di gasdotto. Ai fini della definizione delle caratteristiche tecniche per il trasporto di idrogeno allo stato gassoso in condotte di acciaio, la normativa riconosciuta a livello internazionale è il codice americano ASME1 B31.12.

Il disegno della rete di trasporto H₂, descritto nel successivo capitolo 6, ipotizza che il trasporto di idrogeno avvenga a pressione di esercizio invariata rispetto a quella attuale di trasporto del gas naturale. Eventuali variazioni di tale ipotesi, unitamente agli altri elementi che emergeranno nel prosieguo degli studi di fattibilità e degli approfondimenti in corso anche a livello internazionale, saranno tenuti in considerazione nelle future revisioni del disegno progettuale.

Oltre a proseguire nello studio delle attività necessarie a garantire il trasporto di idrogeno sulla propria rete gasdotti, Snam Rete Gas continua la collaborazione con il Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco e con le università di Roma, Padova, Pisa e Torino, per definire una nuova regola tecnica per il trasporto di idrogeno mediante condotte interrate, che costituisca il necessario riferimento normativo nazionale in analogia con quanto sviluppato nei decenni scorsi per il trasporto del gas naturale. Snam Rete Gas inoltre partecipa all'iniziativa europea H2GAR (Hydrogen Gas Asset Readiness) insieme ad alcuni dei principali operatori di trasporto gas europei, tra i quali la tedesca OGE, la francese GRTgaz e la spagnola Enagas, per sviluppare un approccio comune nel riutilizzo delle infrastrutture esistenti e una normativa europea alternativa a quella americana descritta precedentemente.

40 https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/investor_relations/presentazioni/2021/2021_2025_Strategic_Plan.pdf

6.2

Scenari di domanda e produzione di idrogeno

Nel capitolo 3 sono indicati i valori di domanda di idrogeno previsti dallo scenario F55+ al 2030 pari a 24 TWh e negli scenari GA-IT+ e DE-IT+ al 2040 pari rispettivamente a 127 TWh e 77 TWh⁴¹.

La domanda si prevede distribuita geograficamente con particolare concentrazione in Emilia-Romagna (industrie hard-to-abate e chimica), Puglia (poli industriali importanti, come quello dell'acciaio e della raffinazione) e distribuita sul territorio italiana nel settore autotrazione. Al 2040, al consumo di idrogeno nelle industrie hard-to-abate, feedstock e trasporti si sommerà una quota di domanda civile pari rispettivamente a 19 TWh e 3 TWh negli scenari GA-IT+ e DE-IT+. La domanda di idrogeno nei trasporti sarà in primis guidata dal trasporto commerciale seguita dalla mobilità pubblica (tratte ferroviarie non elettrificate e bus pubblici locali).

In questo scenario, nella prima fase di penetrazione dell'idrogeno, considerando il profilo dei consumi tipico dei settori industriali, la variazione della domanda di idrogeno a livello stagionale sarà contenuta, con variazioni prevalentemente concentrate su orizzonti temporali più brevi (mensile/settimanale), analogamente a quanto già oggi riscontrabile nella domanda di gas naturale di tali settori. Una maggiore penetrazione dell'idrogeno in settori come il civile o della generazione elettrica, tuttavia, potrebbe cambiare in modo significativo il profilo di domanda tra estate e inverno, incrementando conseguentemente la necessità di stoccaggio stagionale.

Per quanto riguarda la produzione di idrogeno, si ipotizza un mix di produzione diversificato. La produzione di idrogeno verde sarà garantita sia da produzioni nazionali, concentrate prevalentemente nel Sud Italia in virtù di una maggiore disponibilità di risorse naturali, migliore efficienza e di conseguenza minori costi di produzione, sia da importazione di idrogeno verde dal Nord Africa, sfruttando l'infrastruttura di importazione esistente. Diversamente da quanto osservato per la domanda, la produzione di idrogeno da energia rinnovabile, in particolar modo da energia fotovoltaica, presenta una variabilità stagionale marcata, con volumi di produzione in estate molto superiori rispetto a quelli invernali. Questa variabilità in una prima fase potrà essere assorbita mediante le modulazioni di pressione nella rete di trasporto (utilizzando il linepack di rete), ma di pari passo con l'aumento dei volumi prodotti necessiterà del contributo di sistemi di stoccaggio, ubicati sia in vicinanza della produzione che della domanda, sui quali proseguono gli studi a livello nazionale ed europeo.

41 Per gli scenari PNIEC non è stata fornita una stima nel documento pubblicato a giugno 2023 se non per il 2030 per il quale sono previsti 9 TWh (di cui 4 nel settore industria e 5 nel settore autotrazione) per il PNIEC Policy e 0,3 TWh (nel settore autotrazione) nel PNIEC reference.



6.3

Il ruolo dello stoccaggio di idrogeno

Lo stoccaggio di idrogeno in Italia, come anticipato nel paragrafo precedente, avrà un ruolo predominante nella modulazione stagionale, accumulando il surplus di idrogeno verde prodotto nei mesi di maggiore irraggiamento solare (fluttuazione leggermente meno marcata ma comunque presente anche per la quota di importazione dal Nord Africa) e restituendolo nei mesi invernali.

Oltre al tradizionale ruolo di modulazione stagionale, si prevede che lo stoccaggio di idrogeno sarà chiamato a fornire servizi di modulazione su orizzonti più brevi, mensili e settimanali, per far fronte almeno in parte sia alla variabilità e intermittenza della produzione di idrogeno verde che alla variabilità della domanda sopra descritta.

Una prima stima del fabbisogno di stoccaggio è attualmente in corso di valutazione e dovrà tenere conto di diversi elementi, quali la capacità di modulazione del line pack della rete idrogeno, la potenzialità degli impianti di produzione di idrogeno blu e il loro possibile contributo alla modulazione della produzione nazionale e, infine, le potenzialità offerte dall'integrazione dei settori gas ed elettrico in una logica di sviluppo del sector coupling.



6.4

Il disegno della rete di trasporto dell'idrogeno

Il progetto della rete di trasporto di idrogeno prevede una rete di gasdotti in grado di collegare le produzioni nazionali di idrogeno prevalentemente ubicate al Sud ed ulteriori volumi provenienti dal Nord Africa con le principali aree di consumo italiane, fino ai punti di interconnessione con le reti estere, mediante dorsali di trasporto e le loro derivazioni principali, in gran parte ubicate lungo corridoi esistenti.

Figura 20: Backbone Italiana per il trasporto di H₂



Le dorsali e le principali derivazioni verso le aree di consumo e produzione nazionale costituiscono la prima fase di sviluppo di una rete idrogeno dedicata, in grado di accompagnare la transizione del mercato del gas naturale verso il trasporto di idrogeno RFNBO⁴² e low carbon.

Il progetto della rete idrogeno prevede il ricorso, ove tecnicamente fattibile, al “repurposing” di gasdotti esistenti, descritto nel precedente paragrafo 4.2.3. Ove questo non è ritenuto fattibile, è stata prevista la realizzazione di nuovi gasdotti. Per i tratti di rete che prevedono un riutilizzo delle infrastrutture esistenti si è considerato il ricollegamento dei clienti finali su gasdotti limitrofi.

La rete costituita dalle dorsali e dalle principali derivazioni si estende per complessivi 2900 km da Mazara a Tarvisio e Passo Gries, con diametri compresi tra DN 750 e DN 1200 per l’infrastruttura principale e diametri compresi fra DN 400 e DN 600 per il repurposing. La lunghezza complessiva dei gasdotti per i quali si prevede il “repurposing” è di circa 1700 km, ad un costo medio di 0,3 M€/km, mentre per quanto riguarda le nuove realizzazioni, si prevede una lunghezza complessiva di circa 1200 km al costo medio di 2,8 M€/km.

Di seguito la descrizione della rete di trasporto idrogeno nelle sue componenti principali.

La **dorsale da Sud**, di diametro variabile tra DN 1200 e DN 1050, si sviluppa per circa 1580 km dal punto di entrata di Mazara del Vallo (TP) fino al nodo di Minerbio (BO). La prima sezione, da Mazara del Vallo fino a Melizzano (BN) scorre attraversando la Sicilia fino a Messina per poi attraversare Calabria e Campania.

Nella sezione intermedia tra Melizzano e Gallese (VT) è stato previsto il tracciato ubicato più a est, che si trova in posizione favorevole, sia per minimizzare la distanza dal sito di stoccaggio di Fiume Treste e dalla rete di trasporto di SGI, che per limitare il numero e la lunghezza dei ricollegamenti alla rete del gas naturale. In questa sezione nel tratto tra Sulmona (AQ) e Gallese, l’infrastruttura risulta essere costituita da un’unica tubazione e pertanto, è stata prevista la realizzazione di un nuovo gasdotto dedicato, per garantire la continuità del trasporto.

Nell’ultima sezione, da Gallese a Minerbio, il tracciato della rete idrogeno torna coincide con il tracciato dell’infrastruttura di importazione dal sud Italia, attraversando Umbria, Toscana e parte dell’Emilia-Romagna.

Sulla dorsale da sud sono previste due centrali di compressione H2, ognuna con potenza indicativa di 50 MW, ubicate a Monforte San Giorgio e Gallese. Il numero di centrali di compressione H2 lungo la dorsale da sud e la loro potenza unitaria, potrebbe variare in relazione ai valori massimi di pressione ammessi per il trasporto dell’idrogeno, attualmente in fase di valutazione.

La **dorsale Est**, di diametro variabile tra DN 850 e DN 1050, si estende per una lunghezza di circa 340 km da Minerbio fino a Tarvisio, predisposta per la futura interconnessione con uno dei gasdotti TAG che attraversano l’Austria fino allo snodo di Baumgarten al confine con la Slovacchia. La dorsale sarà composta di un primo tratto di gasdotto, da Minerbio (BO) a Zimella (VR), per cui è previsto il “repurposing” e da un secondo tratto per cui invece è prevista la realizzazione ex novo, in rifacimento di un gasdotto esistente fino a Malborghetto (UD), per poi proseguire fino al confine con l’Austria a Tarvisio con un altro tratto di gasdotto “repurposed”. Su questa dorsale al momento non si prevedono centrali di compressione H2.

La **dorsale Ovest**, di diametro variabile tra DN 750 e DN 1200, si estende per una lunghezza di circa 410 km da Poggio Renatico (FE) fino al confine con la Svizzera a Passo Gries (VB), collegando i nodi di Cortemaggiore (PC), Ripalta (CR) e Mortara (PV) e prevedendo il “repurposing” di gasdotti esistenti. Anche su questa dorsale al momento non si prevedono centrali di compressione H2.

Le derivazioni principali, di diametro variabile tra DN 400, DN 600 e DN1050, si estendono complessivamente per una lunghezza di circa 590 km mediante il rifacimento di gasdotti esistenti o la costruzione di nuovi gasdotti. Queste derivazioni costituiscono il primo collegamento tra la rete nazionale di trasporto H2 e i principali centri di consumo e/o produzione dell’idrogeno, a valle dei quali è stata definita una prima stima delle reti di trasporto regionale. Inoltre la derivazione verso San Salvo abiliterà la connessione del primo stoccaggio di idrogeno alla backbone italiana.

Il disegno della rete regionale sarà ulteriormente affinato, in fasi successive, sulla base dell’evoluzione di domanda e produzione di H2 e gas naturale/biometano nel tempo e sul territorio, secondo criteri di sicurezza, efficienza degli investimenti e modularità delle scelte progettuali, oltre che naturalmente in coerenza con lo sviluppo del quadro regolatorio.

42 Carburanti rinnovabili di origine non biologica.

6.4.1 Impatti sulla rete di trasporto del gas naturale

In gran parte del suo sviluppo, il tracciato della nuova rete di trasporto di idrogeno coincide con quello dei gasdotti esistenti, come descritto al paragrafo precedente. La riconversione a idrogeno di parte delle infrastrutture di trasporto gas esistenti presuppone che quelle rimanenti siano in grado di assolvere alla loro funzione primaria in ogni scenario di trasporto futuro, in particolare per quanto riguarda la copertura della domanda, i requisiti di adeguatezza infrastrutturale e i livelli di affidabilità del servizio richiesti.

Tali verifiche, eseguite mediante simulazioni di trasporto in diversi scenari di domanda e approvvigionamento, hanno tenuto conto sia degli sviluppi infrastrutturali pianificati da Snam Rete Gas, sia di un contesto alternativo in cui tali sviluppi infrastrutturali non dovessero essere realizzati.

Nel contesto definito dal presente Piano, le verifiche eseguite dimostrano che, sulla base degli scenari di domanda e approvvigionamento pubblicati da Snam e brevemente richiamati al capitolo 3, gli impatti sul trasporto del gas naturale derivanti dalla riconversione di parte delle infrastrutture al trasporto dell'idrogeno sono compatibili con lo sviluppo della domanda di gas naturale.

Nel caso in cui gli investimenti infrastrutturali previsti dal presente Piano non dovessero essere realizzati, invece, vi sarebbero impatti sull'adeguatezza del sistema e sui livelli di affidabilità del servizio la cui entità dipenderà in modo significativo dall'evoluzione della domanda gas.

6.4.2 La rete di trasporto europea

L'iniziativa European Hydrogen Backbone (EHB) coinvolge un gruppo di oltre trenta operatori di infrastrutture gas⁴³, fra cui Snam, che condividono il disegno di una rete pan-Europea di gasdotti dedicati al trasporto di idrogeno.

EHB ha pubblicato un documento nell'aprile 2022 e un aggiornamento a luglio e novembre 2023⁴⁴, presentando una versione della rete di trasporto europea aggiornata ed estesa rispetto a quella menzionata nel precedente Piano, fornendo una view al 2030 e 2040 della rete H2 Europea.

I principali risultati dello studio sono i seguenti:

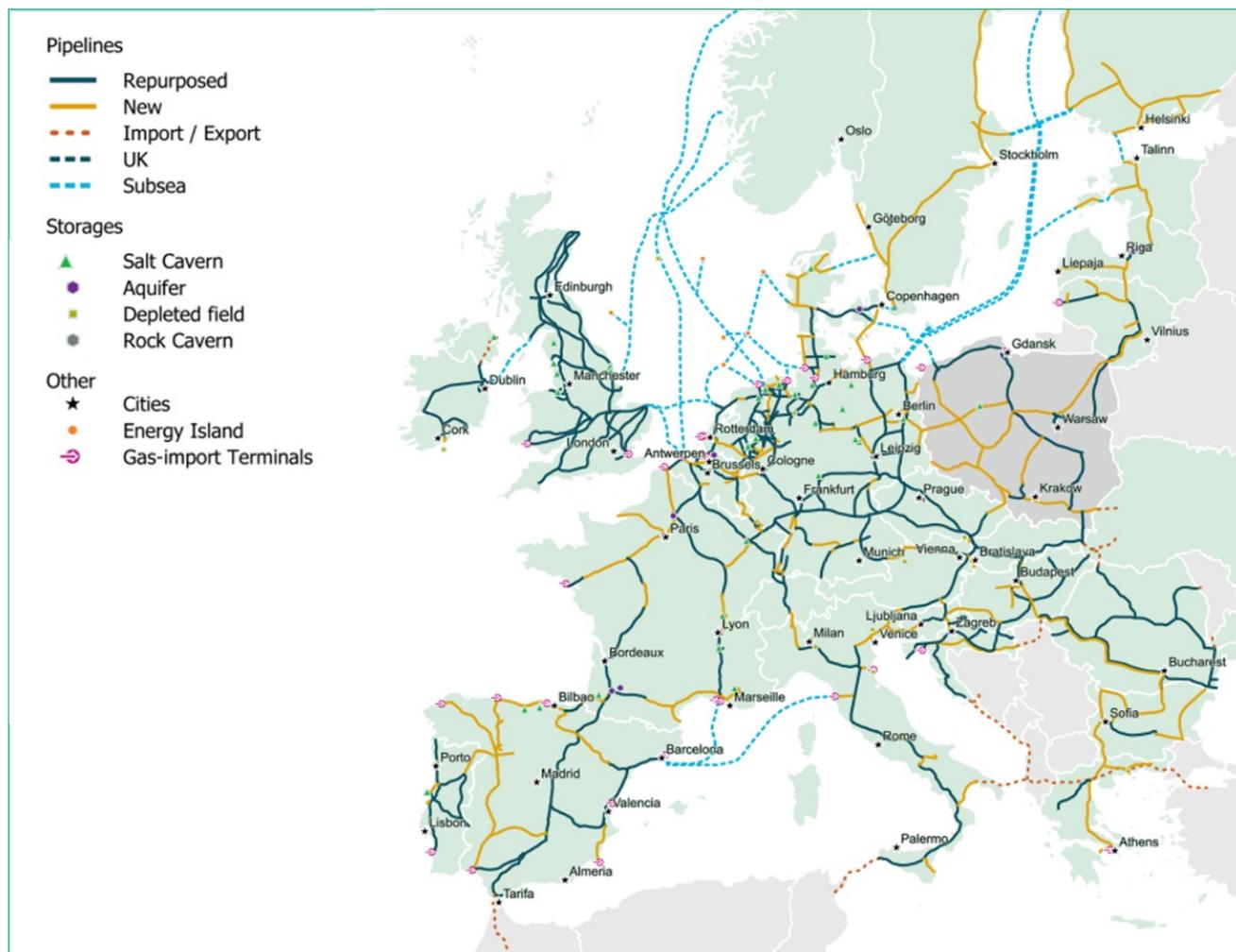
- Entro il 2030, la rete europea sarà composta inizialmente da 32.616 km di gasdotti dedicati;
- L'infrastruttura dell'idrogeno potrà quindi crescere fino a diventare una rete paneuropea, con una lunghezza di circa 58.000 km entro il 2040. È previsto un ulteriore sviluppo della rete anche dopo il 2040;
- I gasdotti "repurposed" copriranno circa il 60% della rete europea, mentre quelli di nuova costruzione ne costituiranno circa il 40%.

Di seguito una rappresentazione della rete europea di trasporto idrogeno al 2040.

43 Le società che partecipano all'iniziativa sono Amber Grid, Bulgartransgaz, Conexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, FlusSwiss, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gascade, Gasgrid Finland, Gassco, Gasunie, GASCADE, Gas Networks Ireland, GRTgaz, National Gas Transmission, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinacro, Plinovodi, REN, Snam, TAG, Teréga, Transgaz, Transitgas AG e i trasportatori ucraini.

44 <https://ehb.eu/page/publications>

Figura 21: European Hydrogen Backbone



La rete italiana H2 di Snam avrebbe un ruolo chiave nel progetto di una rete Europea integrata, permettendo l'utilizzo dell'infrastruttura per esportare idrogeno verso il resto dell'Europa.

6.5

Blending H2 nella rete di trasporto gas naturale

L'immissione nella rete di trasporto del gas naturale di percentuali variabili di idrogeno (il cosiddetto "blending") costituisce un'opportunità per anticipare la decarbonizzazione parziale dei consumi finali di gas naturale e per contribuire allo sviluppo del mercato dell'idrogeno, prodotto in particolare da fonti rinnovabili e da overgeneration, in una logica di "sector coupling". In particolare, l'immissione dell'idrogeno in blending prodotto anche a partire da over generation elettrica, consentirebbe di trasferire una quota di energia elettrica rinnovabile nel sistema gas, riducendo il fabbisogno energetico equivalente di gas naturale e permettendone lo stoccaggio nel periodo estivo.

Ovviamente, occorre valutare gli impatti che le miscele di idrogeno e gas naturale possono avere sulle apparecchiature di utilizzo finale, sia residenziali che industriali. Uno studio realizzato da Marcogaz nell'ottobre 2019 (Overview of available test results and regulatory limits for Hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use), sui possibili limiti massimi accettabili dalle attuali apparecchiature, indica un limite del 5% per numerose utenze e del 2% per i serbatoi CNG (compressed natural gas) delle autovetture a metano di più vecchia concezione.

Attualmente sono in corso diversi studi e progetti pilota, sia in Europa che nel mondo, per valutare quali siano i limiti superiori di accettabilità della percentuale di idrogeno miscelato al gas naturale, il cui esito potrà essere utilizzato per indirizzare la revisione della normativa di riferimento e accompagnare lo sviluppo del "blending" verso la sua massima applicabilità.

Nel contesto italiano, il principale riferimento normativo che si ritiene possa, eventualmente, recepire le indicazioni verso una massima percentuale volumetrica di idrogeno in blending nel gas naturale, è il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18/05/2018, recante la "Regola tecnica sulle caratteristiche chimico fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile", modificato dal decreto 3 giugno 2022 con l'indicazione della massima percentuale di H2 in volume ammessa nelle reti di trasporto di gas naturale e pari al 2%.

Nel Decreto si precisa che "a seguito dei risultati degli studi e sperimentazioni in corso, avviati anche su impulso del Ministero della transizione ecologica, potranno essere ampliati i limiti di immissione stabiliti con il decreto".

6.5.1 Sector Coupling con elettrolizzatori "Network Related Function"

Il Regolamento TEN-E considera tra le infrastrutture energetiche prioritarie da sviluppare gli elettrolizzatori che rispettino le seguenti caratteristiche:

- capacità minima di 50 MW, fornita da un singolo elettrolizzatore o da una serie di elettrolizzatori che formano un unico progetto coordinato;
- la produzione rispetta l'obbligo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra stabilito all'articolo 25, paragrafo 2, e all'allegato V della direttiva (UE) 2018/2001.
- Esercitino la funzione "network related", in particolare in vista della flessibilità e dell'efficienza generali del sistema delle reti di energia elettrica e di idrogeno.

In una logica di sector coupling tra i settori gas ed elettrico, la conversione di overgeneration da fonti rinnovabili in idrogeno, da immettere nella rete di trasporto gas mediante blending in una prima fase e, successivamente, in una rete di trasporto dedicata all'idrogeno, costituisce una linea di azione complementare a quella rappresentata dagli accumuli elettrici e ai pompaggi, i quali continueranno ad assicurare le loro necessarie funzioni al sistema elettrico. In tale contesto la produzione di

idrogeno da overgeneration è caratterizzata da due benefici esclusivi:

- è in grado di garantire la conservazione dell'energia prodotta in eccesso per periodi temporali molto lunghi, secondo il ciclo stagionale dello stoccaggio;
- di agire sulla decarbonizzazione delle filiere associate al gas naturale, senza rilevanti interventi addizionali sulla rete di trasporto elettrica o gas.

Si nota che gli atti delegati a corollario della Direttiva sulle fonti rinnovabili 2018/2001/EU (RED II), implicano che la produzione di idrogeno verde non possa avere luogo esclusivamente nell'ambito dell'overgeneration, bensì anche con riferimento a quattro altre casistiche:

- Connessione diretta fra elettrolizzatore e impianto FER, nella misura in cui l'impianto FER sia entrato in esercizio nei 36 mesi antecedenti all'entrata in esercizio dell'elettrolizzatore
- Prelievo da rete in presenza di PPA, a condizione che siano rispettati i cd. criteri di addizionalità (correlazione geografica e temporale, oltre che addizionalità della capacità FER installata)
- Prelievo da rete, nella misura in cui la percentuale di FER all'interno della bidding zone sia superiore al 90%
- Numero di ore di funzionamento dell'elettrolizzatore limitato, ovvero inferiore al numero di ore in cui la fonte marginale è stata rinnovabile o nucleare nell'anno precedente.

Di conseguenza il fattore di utilizzo degli elettrolizzatori, rispettando i vincoli sopra citati, potrà aumentare rispetto al caso con sola overgeneration, producendo comunque idrogeno rinnovabile.

Come evidenziato nel documento DDS 2022, redatto in coordinamento con Terna, si prevede che una quota parte dei consumi elettrici al 2030 e 2040 sarà dedicata alla produzione di idrogeno. L'entità dei consumi si differenzia a seconda degli scenari e arriva fino a 9 TWh al 2030 e 18 TWh al 2040. Dal bilancio elettrico si evince che rimarrà comunque una quota di overgeneration che raggiungerà valori fino a 5 TWh al 2030 e 16 TWh al 2040. Gli elettrolizzatori potranno avere un ruolo importante anche nella mitigazione della overgeneration non recuperabile dagli accumuli e stoccaggi già pianificati, in modo particolare nelle regioni meridionali e insulari. In particolare, l'overgeneration che si genererà:

- Se il carico residuo complessivo risulta non negativo e si possono generare volumi di overgeneration solo laddove, per effetto di congestioni di norma locali, il bilancio domanda-offerta è tale da impedire il pieno sfruttamento

delle risorse rinnovabili. Potremmo identificare questa tipologia come "OG da congestione".

La conversione di parte di questa overgeneration in idrogeno può essere realizzata mediante elettrolizzatori con funzioni cosiddette "network-related", realizzabili da subito e con una potenza iniziale ottimizzata in modo tale che percentuale di blending nella rete gas non superi il 2%. Con il futuro sviluppo della rete di trasporto di idrogeno, le taglie di questi elettrolizzatori con funzioni "network-related" potranno essere incrementate, massimizzando il recupero della overgeneration disponibile localmente e immettendo idrogeno direttamente nella rete di trasporto dedicata. La quota di overgeneration prevista nel sud Italia supera il 50% sia al 2030 che al 2040, pertanto con l'obiettivo di avviare la produzione di idrogeno su scala industriale, sfruttando l'overgeneration residuale (quella altrimenti soggetta a curtailment) e massimizzando i vantaggi in termini di decarbonizzazione derivanti dal blending realizzato in prossimità dei punti di importazione, sono stati individuati due progetti per la realizzazione di elettrolizzatori con "network-related function", ubicati in Puglia e in Sicilia da sviluppare in 2 fasi:

- La prima fase prevede l'installazione di due elettrolizzatori in Puglia e in Sicilia con taglia leggermente inferiore a 100 MW in prossimità dei metanodotti dedicati all'importazione da Melendugno e Mazara/Gela affinché l'idrogeno prodotto possa essere miscelato nella rete a gas (blending) con i volumi in ingresso fino a una percentuale massima del 2% in volume.
- La seconda fase si svilupperà per favorire il recupero dei volumi crescenti di overgeneration previsti dagli scenari e richiederà l'installazione di circa ulteriori 1,4 GW di elettrolizzatori in prossimità dei nodi della rete elettrica maggiormente congestionati.

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

6.6

Il ruolo della cattura e dello stoccaggio di anidride carbonica

La cattura e lo stoccaggio del carbonio è una tecnologia necessaria per raggiungere i nuovi obiettivi climatici relativi al contenimento delle emissioni di gas climalteranti, permettendo di preservare la competitività delle aziende “Hard-to Abate” e mitigando gli impatti sociali e occupazionali legati al percorso di decarbonizzazione.

Il ricorso alla CCS (Carbon Capture and Storage) consente:

- la decarbonizzazione dei settori industriali in cui l'emissione di CO₂ è parte inevitabile del processo produttivo come conseguenza dell'utilizzo di alte temperature di processo;
- la decarbonizzazione dei processi industriali che generano emissioni come conseguenza del processo produttivo stesso, non altrimenti evitabili neanche con il ricorso a gas verdi;
- la decarbonizzazione della quota di produzione termoelettrica programmabile, necessaria per la sicurezza del sistema elettrico e a supporto della produzione da fonti rinnovabili;
- un più rapido sviluppo del settore dell'idrogeno, mediante la produzione di idrogeno da gas naturale abbinato al processo di cattura e stoccaggio della CO₂ (idrogeno blu);
- la cattura diretta del carbonio mediante Bio-Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) e/o Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS).

Il settore della cattura e dello stoccaggio di CO₂ è disciplinato in Europa dalla direttiva 2009/31/CE, recepita in Italia dal DLgs 162/2011, che ha delineato un quadro normativo volto a consentire lo stoccaggio della CO₂ in formazioni geologiche idonee. Tuttavia, il quadro normativo è in corso di aggiornamento, soprattutto per velocizzare l'iter di autorizzazione, definire le regole e le prescrizioni tecniche relative al trasporto e allo stoccaggio della CO₂ nonché il modello di business ed il relativo quadro regolatorio della CCS.

Lo scorso marzo, nell'ambito della sua proposta di Net-Zero Industry Act, la Commissione Europea ha incluso la CCS fra le Strategic Net-Zero Technologies, riconoscendone il contributo significativo alla riduzione delle emissioni di CO₂ già entro il 2030 e la necessità di svilupparla rapidamente. Su queste basi, la Commissione ha proposto un obiettivo

europeo di capacità di iniezione pari a 50 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno entro il 2030.

La bozza di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) pubblicata nel mese di luglio 2023 e trasmessa alla UE, in linea con le indicazioni della stessa, definisce la CCS come una leva indispensabile per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Gli obiettivi sfidanti di decarbonizzazione del Paese e delle industrie italiane e la valutazione di disponibilità, efficacia e convenienza delle altre leve di decarbonizzazione, rendono elevato il fabbisogno della CCS. La disponibilità di questa soluzione, tecnologicamente matura, comprovata e sicura, è principalmente legato allo sviluppo delle infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio e degli impianti di cattura.

Considerando l'attuale piano di sviluppo infrastrutturale si prevede il raggiungimento di una capacità di circa 4 milioni di tonnellate di CO₂ per anno entro il 2030 provenienti, in larga misura, dai distretti industriali del Nord Italia (Ravenna, Ferrara, Venezia, Mantova, Brescia, Bergamo) e dal polo logistico di Ravenna che riceverà i volumi trasportati via mare dalle province italiane più distanti e, potenzialmente, dall'estero.

Il potenziale italiano in tale settore è notevole, potendo contare su una vasta rete di giacimenti di gas esauriti o prossimi all'esaurimento, soprattutto nell'offshore dell'Adriatico, che potrebbero essere convertiti a stoccaggio di CO₂ con l'utilizzo di gran parte delle infrastrutture esistenti (piattaforme di produzione, sealines e pozzi), consentendo di abbassare notevolmente i costi di stoccaggio geologico.

A partire dal 2030, con l'ulteriore sviluppo della domanda e dell'infrastruttura CCS, si prefigura un graduale aumento della capacità di stoccaggio fino a 16-20 milioni di tonnellate di anidride carbonica per anno. Tale volume potrà contribuire alla decarbonizzazione del 48% delle emissioni residue dei settori italiani hard to abate non riducibili con le altre leve⁴⁵.

45 Fonte: The European House Ambrosetti.

6.7

Il disegno della rete di trasporto di anidride carbonica

Il progetto di rete di trasporto onshore di anidride carbonica prevede una rete di gasdotti in grado di collegare i distretti industriali con l'infrastruttura di stoccaggio il cui sviluppo è previsto nell'area di Ravenna. Nello specifico la CO₂, immessa in rete dagli utenti, verrà trasportata mediante tubazioni fino alla centrale di Casalborgsetti (RA), la quale permetterà di spingere la CO₂ fino alle piattaforme offshore e di iniettarla infine nei giacimenti dell'Adriatico settentrionale per lo stoccaggio permanente.

Per la rete di trasporto onshore è previsto uno sviluppo modulare a partire dal Ravennate tramite la costruzione di una dorsale lungo la Pianura Padana. Lo sviluppo della rete sarà guidato dalla domanda di conferimento da parte degli emettitori e dallo sviluppo della capacità di stoccaggio.

Il progetto prevede il ricorso, ove fattibile, al "repurposing" di gasdotti esistenti. Ove questo non fosse ritenuto fattibile, sarà prevista la realizzazione di nuovi gasdotti.

La "fase iniziale" del progetto Ravenna CCS verrà avviata nel 2024 e prevede lo stoccaggio fino a 25.000 tonnellate di CO₂ catturate dalla centrale Eni di trattamento di gas naturale di Casalborgsetti (Ravenna). Per l'esecuzione di tale fase, data l'ubicazione del sito di cattura della CO₂, non è necessaria la costruzione di un'infrastruttura di trasporto onshore a monte della centrale di Casalborgsetti.

L'avvio della fase industriale, previsto a partire dal 2026, prevede lo stoccaggio fino a 4 milioni di tonnellate per anno di anidride carbonica. Per raggiungere tali volumi e soddisfare gli obiettivi di decarbonizzazione (PNIEC) è necessaria la realizzazione di una rete di gasdotti dedicati al trasporto della CO₂. Sono state identificate due linee esistenti tra Casalborgsetti e Ravenna e tra Ravenna e Ferrara, che potrebbero essere riconvertite e utilizzate per l'avvio del sistema. Successivamente, verrà costruita una dorsale di nuova realizzazione tra l'area di Ravenna e l'area di Ferrara in grado di soddisfare sia la capacità crescente richiesta nel ferrarese, sia i conferimenti da altre aree di successivo sviluppo nella pianura Padana. I principali distretti industriali oggetto di prima analisi, sulla base della distanza da Ferrara / Ravenna e della presenza di potenziali conferitori, sono quelli di Venezia / Marghera e di Brescia / Bergamo. Tali direttrici verranno sviluppati con tempistiche e dimensionamenti da affinare in base alle richieste provenienti dal mercato e i tracciati saranno ottimizzati in modo da intercettare possibili utenti lungo il percorso. La conferma dei suddetti tracciati o lo sviluppo di percorsi alternativi dipenderà dall'evoluzione della domanda di conferimento. A Ravenna, entro il 2030, è prevista anche la realizzazione di un polo logistico di ricezione di anidride carbonica in fase liquida da navi, treni e camion al fine di abilitare la decarbonizzazione di poli industriali distanti dalla dorsale di trasporto via tubo.

A partire dal 2030 è previsto l'incremento della capacità di stoccaggio oltre le 4 e fino a circa 16 milioni di tonnellate per anno, coordinata con un'espansione ulteriore dell'infrastruttura di trasporto.

Laddove possibile, il tracciato della nuova rete di trasporto di anidride carbonica seguirà quello dei gasdotti esistenti, minimizzando dunque l'impatto ed i vincoli sul territorio. La CO₂ è un gas inerte, non infiammabile, non esplosivo. Il trasporto della CO₂ è basato su tecnologie mature, applicate in sicurezza da decenni in diversi settori industriali.

07

I benefici per il sistema Paese





7.1

I benefici per il sistema gas

Il gas naturale ha garantito all'Italia una fonte di energia a costi contenuti e a basso impatto ambientale, anche grazie all'abbondanza di giacimenti nazionali il cui sfruttamento intensivo è iniziato dal primo dopoguerra, spiazzando progressivamente combustibili più inquinanti e importati, quali i prodotti petroliferi e il carbone, e sostenendo lo sviluppo dell'industria manifatturiera italiana. Ancor oggi⁴⁶, nonostante la produzione nazionale sia scesa a circa il 4% del fabbisogno, il gas naturale copre il 40,90% del mix energetico italiano, seguito dal petrolio con il 32,90%, dalle fonti rinnovabili con il 19,50% e dalle altre fonti con il 6,70%.

Più recentemente, grazie alla sua penetrazione nella produzione termoelettrica che vale oggi il 43,70%⁴⁷ del mix elettrico, il gas naturale ha svolto un ruolo fondamentale nel ridurre le emissioni: negli ultimi 20 anni, l'Italia ha visto un calo di quasi il 40% delle emissioni nel settore elettrico, a fronte di un incremento medio mondiale del 43,8% nello stesso intervallo temporale⁴⁸.

Le infrastrutture gas hanno quindi già fornito un contributo importante alla transizione energetica e alla decarbonizzazione dell'economia italiana e continueranno a farlo con lo sviluppo del biometano e della rete idrogeno, grazie a cui le reti gas si trasformeranno in reti multi-vettoriali, accogliendo e trasportando biometano, metano sintetico, idrogeno e anidride carbonica. Dal punto di vista dei benefici ambientali, gli interventi descritti nel piano, inclusi quelli relativi alla creazione di una rete di trasporto di idrogeno, consentiranno la riduzione delle emissioni dirette di CO₂ in atmosfera di 300 kton/anno al 2030 che potranno crescere fino a 43 Mton/a con la realizzazione della rete multivettoriale che consentirà il trasporto di idrogeno e CO₂.



46 Dati al 31.12.2021 MITE

47 Dati MITE

48 <https://www.rivistaenergia.it/2020/12/la-partita-del-gas-e-ancora-tutta-da-giocare/>

7.1.1 Principali sviluppi infrastrutturale sottesi al Piano

La diversificazione delle fonti di approvvigionamento e il perseguimento dell'unione energetica europea, attraverso il potenziamento delle reti di trasporto, il pieno utilizzo dei sistemi di stoccaggio e l'adozione di politiche comuni di prevenzione delle crisi, saranno nei prossimi decenni la vera sfida per il raggiungimento sostenibile degli obiettivi di decarbonizzazione e per una sicurezza energetica che non sia solo basata sulla produzione nucleare o termoelettrica a carbone.

In questo Piano sono compresi i progetti di sviluppo infrastrutturale decisi, avviati e in parte realizzati nel corso del 2022, per far fronte alle impellenti esigenze di diversificazione delle fonti di approvvigionamento indotte dal conflitto in Ucraina e per la maggior integrazione del sistema gas europeo, con i due progetti per l'incremento dell'export dal nord Italia.

Il piano prevede investimenti sulle infrastrutture del gas naturale che sono necessari affinché la rete mantenga, e se del caso accresca, il proprio livello di sicurezza, affidabilità e flessibilità.

Oltre ai benefici di sicurezza riconducibili agli interventi di sostituzione e mantenimento, gli altri benefici apportati dal piano sono conseguenti all'incremento di capacità sui punti di entrata e di uscita della rete e alla risoluzione delle congestioni che assicurano l'accesso a fonti di approvvigionamento diversificate. Di seguito si riporta un breve riepilogo dei principali benefici fisici sottesi al piano, per la cui valorizzazione economica si rimanda alle schede di progetto:

- Incremento della capacità di trasporto da sud Italia: + 24 MSmc/g (266 GWh/g)
- Incremento della capacità di trasporto dalla Puglia: + 9 MSmc/g (100 GWh/g)
- Incremento della capacità di trasporto dai punti interconnessi con i terminali di rigassificazione: +52 MSmc/g (572 GWh/g);
- Incremento della quota di biometano nella rete di trasporto: fino a 5,2 BSmc anno (55 TWh/a);
- Nuovi gasdotti e rinnovamento della rete di trasporto per complessivi 3.880 km;
- Elettrificazione parco compressori alta pressione della rete di trasporto: 237 MW
- Riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera di 300 kton/anno al 2030 che potranno crescere fino a 43 Mton/a con la realizzazione della rete multivettoriale che consentirà il trasporto di idrogeno e CO₂.

Nel piano sono inoltre rappresentati gli interventi relativi alla trasformazione della rete di trasporto gas in rete di trasporto multivettoriale, tra cui il primo nucleo della rete di trasporto di anidride carbonica funzionale al progetto CCS nella pianura padana.

7.2

Metodologia ACB

L'analisi Costi-Benefici è stata eseguita tenendo conto del documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" approvato dall'ARERA con la Delibera 230/2019/R/gas e dei successivi aggiornamenti del documento stesso⁴⁹ e della relativa appendice così come pubblicato sul sito Snam.

L'analisi Costi-Benefici è obbligatoria per ogni progetto classificato superiore ai 25 M€ per la rete nazionale e ai 5 M€ per la rete regionale. Per ogni progetto è prevista una scheda di intervento ad hoc negli allegati al Piano, che rappresenta i seguenti tre indicatori chiave:

- B/C – Rapporto Benefici attualizzati su Costi attualizzati
- VAN – Valore Attuale Netto dei flussi attualizzati
- Payback period – Anno in cui i flussi attualizzati consentono di ripagare l'investimento

I risultati sono riportati nelle schede specifiche di ogni intervento all'interno degli allegati al Piano e l'anno a cui sono stati attualizzati è il 2023.

7.2.1 Scenari di domanda

Gli indicatori previsti dalla metodologia ACB sono testati in almeno due scenari contrastanti.

Nel presente Piano, in accordo con l'elaborazione già presentata nel documento "Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033" e con quanto descritto al capitolo 3, sono stati prodotti più scenari contrastanti. Ogni scenario presenta diverse assunzioni rispetto a domanda gas, produzioni di biometano e prezzi delle fonti energetiche.

7.2.2 Assunzioni

Assunzioni sulla domanda gas

Le proiezioni di domanda gas sono state dettagliate sia per l'Italia che per il resto dell'Europa. Ai fini dell'analisi è stata utilizzata per l'Italia la domanda gas prevista nel documento di descrizione degli scenari. Per il resto d'Europa, la domanda gas assunta coincide con quella fornita da ENTOSOG nel Piano decennale (TYNDP 2022). In particolare, lo scenario europeo NT è stato associato allo scenario italiano PNIEC REFERENCE mentre l'NT+ è stato associato agli scenari italiani F55+, GA-IT+, e DE-IT+, ed allo scenario PNIEC POLICY.

Assunzioni sullo scenario infrastrutturale

In tutti gli scenari si assume una stessa configurazione infrastrutturale. In particolare, per Europa l'infrastruttura simulata è quella che considera le capacità attuali a cui si sommano quelle abilitate dai progetti con decisione finale di investimento (FID) intrapresa così come riportati nel Piano decennale del 2022 di ENTOSOG (TYNDP 2022) a cui sono state aggiunti i progetti la cui FID è stata intrapresa nell'intervallo di tempo tra la pubblicazione dell'Annex A del TYNDP e ottobre 2023.

Assunzioni prezzi fonti energetiche

Le fonti energetiche utilizzate per l'analisi sono: energia elettrica, carbone, greggio e CO₂. I prezzi delle fonti energetiche, da cui dipendono i prezzi del gas in quanto a esse indicizzati, sono quelli definiti all'interno del documento di descrizione degli scenari.

⁴⁹ Ultima modifica con delibera 532/2023/R/gas.

7.3

Determinazione dei benefici per il sistema Paese

7.3.1 Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Nazionale

Progetti con obiettivo generale di diversificazione delle fonti di approvvigionamento e security of supply

I benefici individuati per questa categoria di interventi sono i seguenti:

- **B1 variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura:** si è considerata la variazione di social welfare per i diversi scenari contrastanti, ivi compresi fenomeni di volatilità dei prezzi legati a particolari condizioni di stress del sistema
- **B3d Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption:** Il beneficio B3 è stato determinato per distinte situazioni di potenziale "disruption" considerando le interruzioni di natura infrastrutturale e di approvvigionamento di cui all'Appendice Informativa dei Criteri applicativi, riportate in Allegato, considerate come eventi indipendenti per la determinazione della probabilità di accadimento (e.g. incidenti, eventi climatici estremi, etc.).
- **B3n Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni normali:** si provvede a valutare il delta tra la domanda eventualmente non coperta in caso di realizzazione del progetto e la domanda non coperta nello scenario controfattuale, in presenza di una climatica eccezionale.
- **T2 Trasferimento monetario determinato da corrispettivi tariffari entranti o uscenti dal sistema italiano:** è determinato, applicando ai flussi medi mensili incrementali di export abilitati dal progetto il corrispettivo associato al conferimento di capacità mensile in import e in export nei rispettivi PdE e di uscita dal sistema italiano.

Per la determinazione dei benefici relativi a questi progetti si sono svolte simulazioni con intervalli quinquennali, utilizzando il modello per la definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas. Per il calcolo degli indicatori economici si è proceduto linearizzando i benefici fra un anno di analisi e il successivo. Al fine di far apprezzare pienamente i benefici dei progetti proposti nel Piano Decennale, in scenari anche molto differenti fra loro, Snam Rete Gas ha svolto le simulazioni nell'ambito del contesto

europeo con il fine di descrivere appropriatamente le condizioni di approvvigionamento e di scambio con i Paesi limitrofi.

Considerando il contesto internazionale, si è ipotizzata l'interruzione dei flussi di gas russi via pipeline dal 2027, in coerenza con quanto previsto dal Repower EU, e l'aumento dei flussi da Sud e tramite GNL.

In particolare, si riassumono di seguito le principali assunzioni:

- Potenziale dal sud Italia (comprensivo di flussi da Algeria, Libia e Azerbaijan): una disponibilità fino a un massimo di 50 BSmc/a per l'Italia;
- Mare del Nord: un valore pari a circa 100 BSmc al 2030 decrescente fino a circa 40 BSmc al 2040;
- GNL: una disponibilità di GNL pari al tasso di utilizzo medio dei Terminali Europei nel 2022 in Europa (ca. 85%⁵⁰) e pari al tasso di utilizzo medio nel 2022 per l'Italia (ca. 79%);
- Azerbaijan: un incremento delle disponibilità per l'Italia fino ad un massimo di 18 BSmc, pari alla full expansion del sistema TAP.
- Relativamente alle Produzioni Nazionali e al Biometano a livello europeo sono stati considerati valori coerenti con quanto previsto nel più recente scenario ENTSOE/ENTSO-E, mentre per l'Italia quanto previsto dal DDS 2023 Snam-Terna.

50 Media 2022 funzionamento dei terminali principali europei, senza considerare i terminali spagnoli

Progetti con obiettivo generale di sostenibilità

La valutazione di questi progetti, in particolare delle Centrali Dual Fuel, è stata effettuata considerando un profilo di compressione delle centrali di spinta coerentemente agli scenari di flusso (elaborati tramite il modello di simulazione).

L'attività di compressione è stata allocata preferenzialmente sulle nuove macchine elettriche (caratterizzate da maggiore efficienza energetica) nel rispetto dei loro vincoli tecnici.

In particolare, al fine di raggiungere gli obiettivi net zero carbon di lungo termine, è stata verificata la fonte marginale che ora per ora alimenta gli elettrocompressori, tenendo conto della quota di energia rinnovabile.

La seconda parte dell'analisi, effettuata a valle dell'ottimizzazione di consumi energetici e delle emissioni, ha valutato il potenziale contributo degli elettrocompressori al sistema elettrico in un contesto di sector coupling: l'attività di compressione delle nuove macchine elettriche, ottimizzata in base ai flussi attesi su base giornaliera, si traduce in domanda flessibile che può essere distribuita a livello orario per massimizzare la riduzione dei volumi a scendere sul Mercato dei Servizi di Bilanciamento (MB) generando un beneficio economico dato dal costo evitato delle risorse di regolazione meno convenienti che sarebbe stato necessario approvvigionare per garantire la sicurezza del sistema elettrico.

In esito alla prima fase di analisi, si sono determinati i seguenti benefici:

- **B5_{comb} e B5_{ed} - Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas climalteranti da combustione e da emissione diretta:** si è determinata la possibile riduzione di emissioni della CO₂eq derivanti dall'utilizzo delle macchine elettriche, tecnologia maggiormente efficiente sia in termini di emissioni in loco che di emissioni a livello del sistema paese. La valorizzazione è stata effettuata mediante i valori pubblicati nell'appendice informativa dei criteri applicativi dell'analisi costi benefici.
- **B6 - Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas inquinanti non climalteranti:** si è determinata la possibile riduzione di emissioni di NOX derivanti dall'utilizzo delle macchine elettriche, tecnologia maggiormente efficiente sia in termini di emissioni in loco che di emissioni a livello del sistema paese. La valorizzazione è stata effettuata mediante i valori pubblicati nell'appendice informativa dei criteri applicativi dell'analisi costi benefici.
- **B8 - Riduzione dei costi di compressione:** si sono

determinati i potenziali benefici come riduzione del gas utilizzato a livello di sistema per effettuare il lavoro di compressione, valorizzandoli con il prezzo della materia prima pubblicato nel documento di descrizione degli scenari.

In esito alla seconda fase di analisi, si è determinato il seguente beneficio:

B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico:

Con la delibera 139/2023/R/gas, ARERA ha definito che i servizi di flessibilità su MSD saranno resi dall'impresa di trasporto con le seguenti modalità:

1. in caso di servizi "a salire" (di riduzione dei consumi elettrici), presentando offerte al prezzo del mercato del giorno prima registrato nel giorno in cui è stata presentata l'offerta;
2. in caso di servizi "a scendere" (di aumento dei consumi elettrici), presentando offerte ad un prezzo che rifletta il costo-opportunità del gestore, tenuto conto del criterio di copertura del costo del consumo elettrico, valorizzato al minore fra il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (PUN medio) e il prezzo del gas sul comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema (PAGS).

Fermo restante quanto sopra descritto, la partecipazione al MB da parte dei compressori dual fuel e il relativo meccanismo di riconoscimento dei ricavi⁵¹ sono subordinati alla definizione delle modalità operative di partecipazione al mercato MSD per le quali ARERA ha dato mandato a Snam di redigere una proposta di modalità operative di partecipazione al mercato MSD.

Per la determinazione del beneficio si è ipotizzato un modello di sector coupling in cui il contributo alla regolazione nel Mercato di Bilanciamento da parte degli elettrocompressori avvenga a valle della massimizzazione dei benefici di riduzione dei consumi di combustibile e delle emissioni ambientali (B5, B6 e B8). In particolare, l'energia di compressione giornaliera è stata distribuita, rispettando i vincoli tecnici delle macchine, nelle ore della giornata in cui, in base alle simulazioni dello scenario prospettico condotte col modulo stocastico del modello ELFO++, come successivamente dettagliato, si verificano i maggiori volumi attesi sul mercato zonale del bilanciamento di regolazione terziaria a scendere.

L'analisi dei benefici ha ipotizzato che gli elettrocompressori forniscano al sistema esclusivamente volumi di bilanciamento di regolazione terziaria a scendere, essendo risorse molto flessibili e modulabili in prossimità del tempo reale.

51 Ossia il 50% della quota di ricavo derivante dall'offerta di servizi di flessibilità sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), nel limite di un tetto massimo pari a 4 milioni di euro/anno, e al 50% dei ricavi derivanti dalla partecipazione al meccanismo dei certificati bianchi

Considerando che i volumi di bilanciamento zonali sono generalmente approvvigionati da più impianti per garantire una maggiore affidabilità del sistema elettrico, la quota parte di volumi orari di regolazione coperta dall'insieme di elettrocompressori situati in una certa zona di mercato è stata limitata alla percentuale massima di volumi di bilanciamento forniti storicamente da una singola unità di generazione. Tale quota è stata ripartita fra i singoli elettrocompressori localizzati nella zona in modo proporzionale alla loro potenza di compressione elettrica oraria.

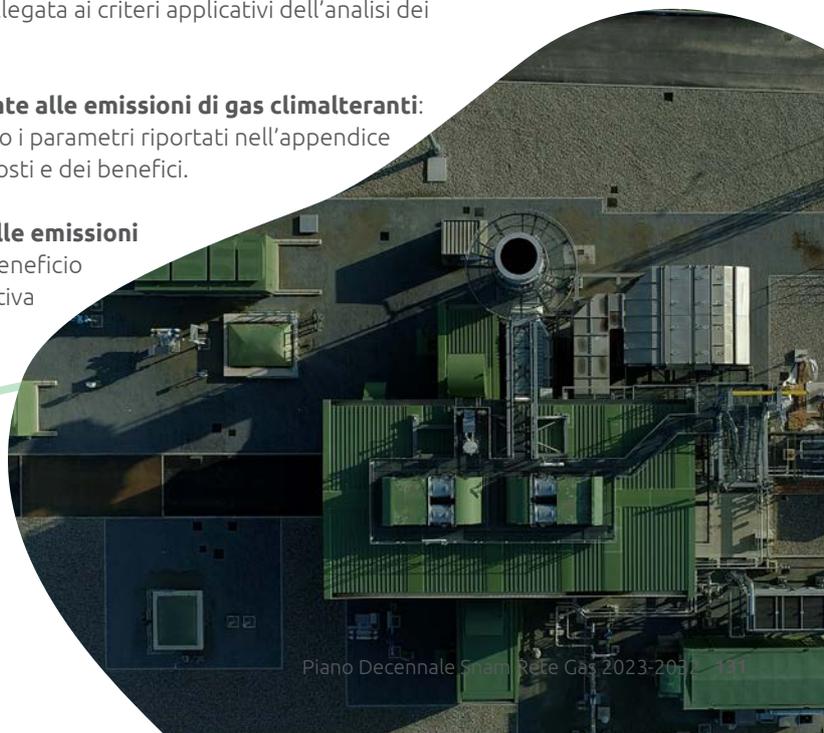
Per valorizzare i volumi di bilanciamento a scendere potenzialmente evitati grazie all'utilizzo degli elettrocompressori è stata utilizzata una stima delle distribuzioni dei prezzi orari zonali su MB a scendere pesata sui volumi accettati. Tale stima è stata ottenuta applicando ai prezzi zonali sul Mercato del Giorno Prima (MGP) negli scenari di riferimento le distribuzioni storiche degli spread tra i prezzi zonali su MGP e i prezzi accettati su MB pesati sui volumi accettati. Le distribuzioni sono state elaborate in base ai dati pubblicamente disponibili delle offerte degli impianti abilitati alla partecipazione a MB e non classificati come unità essenziali ai fini della sicurezza del sistema elettrico. Inoltre, la stima dei prezzi MB negli scenari di riferimento è stata modificata per tenere conto che lo sviluppo di sistemi di accumulo presumibilmente tenderà a ridurre gli spread di prezzo fra la regolazione a salire e quella a scendere rispetto al passato.

I benefici sono stati determinati per i due scenari del piano decennale (FF55+/Global Ambition e PNIEC Reference), secondo le assunzioni dettagliate nel documento di descrizione degli scenari. Per il calcolo degli indicatori economici a livello annuale si è proceduto interpolando linearmente i benefici stimati negli anni di riferimento 2025, 2030, 2035 e 2040.

7.3.2 Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Regionale

Per i progetti di rete regionale sono stati utilizzati i seguenti parametri, valutati per gli scenari contrastanti Global Ambition e PNIEC Reference:

- **B2 variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili:** determinato considerando le richieste di allacciamento in essere sulla porzione di rete considerata, tenendo conto dei prezzi dei combustibili pubblicati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici. Per determinate situazioni locali ritenute significativamente discordanti da una situazione media nazionale si è effettuata un'analisi di dettaglio.
- **B3n Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali:** determinato secondo i principi riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici.
- **B3d Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption:** determinato secondo i principi riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici.
- **B5^{comb} - Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas climalteranti:** determinato conseguentemente al beneficio B2 secondo i parametri riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici.
- **B6 Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas inquinanti:** determinato conseguentemente al beneficio B2 secondo i parametri riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici.



7.3.3 Programmi di simulazione

Per la determinazione delle capacità e per le analisi relative al calcolo dei benefici sono stati usati i seguenti programmi di simulazione.

Simulazione idraulica della rete

Il programma utilizzato è SIRE 2000. È un applicativo custom utilizzato per il calcolo delle capacità incrementali di trasporto dei singoli progetti, e per la determinazione degli effetti sulla rete di indisponibilità infrastrutturali o di domanda di picco, relativamente a investimenti che coinvolgono porzioni circoscritte del mercato gas prevalentemente riferite alla rete regionale.

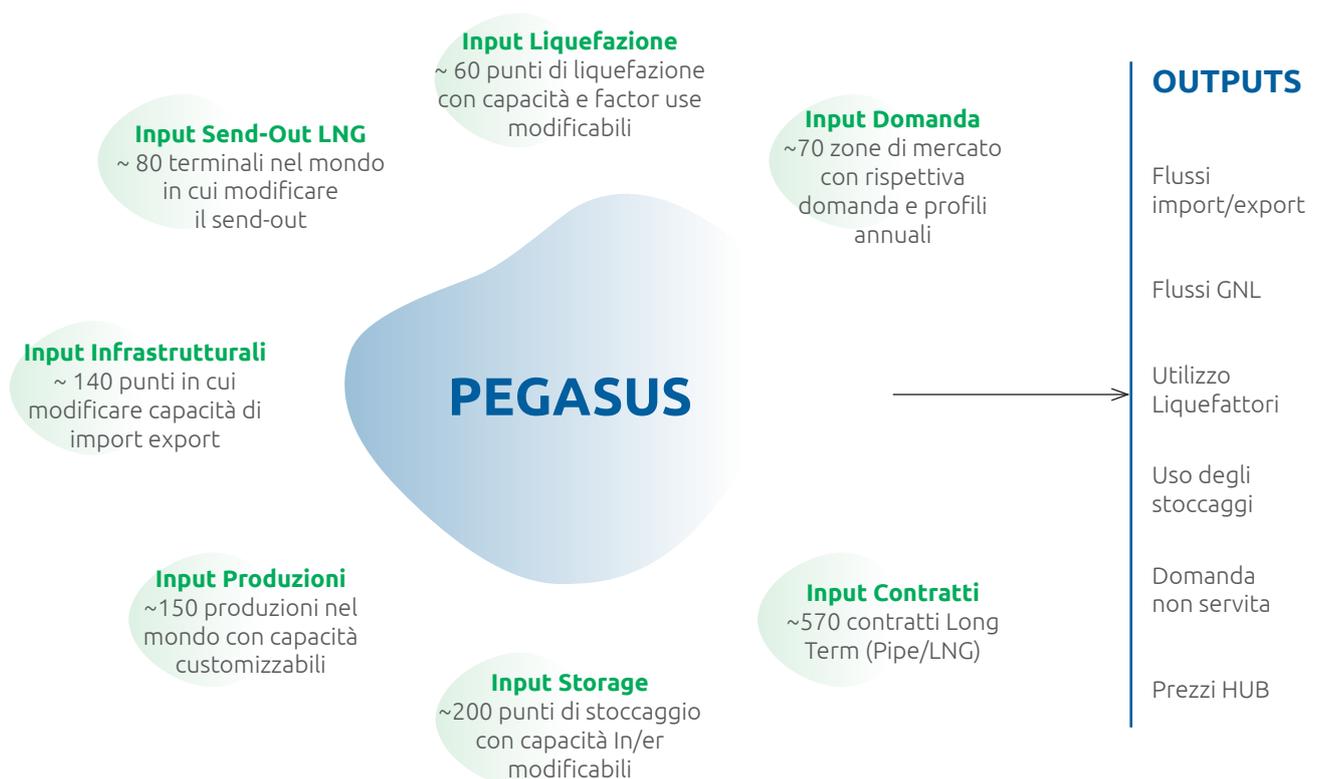
Definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas

Il programma utilizzato è un applicativo commerciale sviluppato dalla società AFRY, denominato Pegasus 4, utilizzato per le proiezioni di dispacciamento e di prezzo all'ingrosso gas in Italia e nel resto d'Europa per la determinazione dei benefici B1, B3 e T2 relativi agli investimenti di sviluppo che hanno impatto sulle fonti di approvvigionamento italiane. Pegasus 4 è un modello di ottimizzazione dei flussi energetici di gas naturale e di GNL, che calcola una soluzione di ottimo economico per il mercato del gas a livello globale per ciascun anno di

analisi, basandosi sulle interazioni tra domanda e offerta e sui numerosi dati di input contenuti nel database, basati su parametri macroeconomici e climatici e sul know-how proprietario AFRY (e.g., contratti long term, FID progetti, ecc.).

Il simulatore ricerca una soluzione che soddisfi la domanda, per ogni giorno dell'intervallo di studio, al costo più basso complessivo per il mercato gas globale, nell'ipotesi che le fonti di approvvigionamento siano prezzate sia in base ai loro costi marginali di lungo periodo che in base ai contratti di lungo termine, principalmente indicizzati al Brent con impegni di flusso minimi take or pay (giornalieri, mensili e annuali). Il costo finale delle fonti che ne deriva è pertanto una combinazione del costo marginale di lungo periodo e del costo indicizzato al petrolio, calcolato in base ai parametri tipici della fonte analizzata. La soluzione è soggetta a una serie di vincoli, come le capacità dei gasdotti, dei terminali GNL, i limiti di iniezione/erogazione degli stoccaggi, i vincoli contrattuali di prelievo di lungo termine. PEGASUS è uno strumento di simulazione complesso che, a fronte di un numero molto elevato di dati di ingresso (input), consente il calcolo di dati (output) di interesse per la programmazione degli asset di trasporto, rigassificazione e stoccaggio, come rappresentato in modo sintetico dalla figura sottostante.

Figura 22: Modello PEGASUS4



Simulazione del mercato elettrico

Per le simulazioni del sistema elettrico Snam Rete Gas si è avvalsa della collaborazione di MBS (REF-E) che ha utilizzato i propri modelli di simulazione del mercato elettrico. In particolare, è stato utilizzato il modello proprietario Elfo++ per la simulazione di MGP e della fase di programmazione di MSD. La stima dei volumi e dei prezzi di offerta su MB a scendere è stata effettuata utilizzando rispettivamente un modello a reti neurali (addestrato considerando il dataset storico fino a fine 2020) e un modello a statistica descrittiva (basato sullo studio della distribuzione storica -fonte GME- dei prezzi accettati sul periodo 2016-settembre 2021).

Simulazione di MGP

La simulazione di MGP è stata condotta con Elfo++ a partire dai fondamentali degli scenari di riferimento per il sistema elettrico italiano e ipotizzando una condizione di concorrenza perfetta. Elfo++ è uno strumento di simulazione del mercato dell'energia (su un orizzonte temporale di medio-lungo termine) che consente sia la simulazione del market coupling europeo sia la simulazione del mercato zonale italiano (preimpostando in input gli scambi cross border). L'obiettivo principale di Elfo++ è la valutazione dell'influenza di un determinato scenario di mercato atteso, costituito dall'insieme dei parametri e dei vincoli del sistema elettrico e delle eventuali strategie di offerta dei concorrenti, sul prezzo spot dell'energia e sui volumi accettati (approccio deterministico).

Elfo++ simula un mercato liberalizzato in cui le società di produzione competono offrendo la propria produzione di energia elettrica direttamente in borsa o stipulando contratti bilaterali con i consumatori. A tal fine, Elfo++ implementa, su un orizzonte annuale e con dettaglio orario, la soluzione ottima sul mercato elettrico dell'energia, caratterizzato da un system marginal price e da un sistema zonale di gestione delle congestioni sulla rete di trasmissione. Elfo++ effettua una programmazione ottima (con l'obiettivo di minimizzare il costo sostenuto dal sistema per coprire la domanda di energia elettrica) su base oraria del parco di generazione idroelettrico a serbatoio e

termoelettrico (assumendo priorità di dispacciamento per le produzioni rinnovabili) attraverso tre fondamentali step di calcolo:

- **Unit Commitment:** durante questa fase, Elfo++ determina lo stato orario ON/OFF di ciascuna unità termoelettrica sulla base di un ordine di merito economico (basato sui costi variabili di generazione) delle unità di produzione e rispettando i vincoli del sistema elettrico. La soluzione tiene in considerazione i costi di accensione e spegnimento delle unità termoelettriche e ne rispetta la flessibilità caratteristica (ovvero la frequenza delle manovre di accensione e spegnimento sostenibili dagli impianti, in modo dipendente dalla tecnologia di generazione).
- **Dispacciamento:** durante questa fase, Elfo++ determina il diagramma di produzione orario di ciascuna unità termoelettrica selezionata in fase di Unit Commitment in coordinamento con il dispacciamento idroelettrico e nel rispetto dei vincoli del sistema elettrico.
- **Determinazione del System Marginal Price:** la costruzione delle offerte potenza/prezzo da sottoporre al mercato spot per tutti i gruppi termoelettrici è affrontata partendo dai risultati dello unit commitment (in genere eseguito a minimi costi), che determina uno scenario di base da cui, differenziando le eventuali strategie di mark-up sui costi variabili di generazione per ciascun impianto, si innesca la formulazione delle offerte. Quindi, al mercato spot sono presentate le offerte orarie potenza/prezzo dei gruppi termici, in funzione della strategia adottata da ciascun impianto. L'energia idroelettrica è offerta a prezzo nullo secondo le quantità fissate dal dispacciamento idroelettrico eseguito attraverso la procedura di programmazione a minimi costi (il che è equivalente a una allocazione delle produzioni idriche di tipo peak shaving, compatibilmente con i vincoli di min/max accumulo dei serbatoi idrici). La determinazione del prezzo orario zonale avviene attraverso la simulazione del matching fra domanda e offerta e compatibilmente con i vincoli di scambio fra le zone di mercato.

Simulazione di MSD

La simulazione del Mercato di Bilanciamento è stata condotta nell'ambito degli scenari di riferimento per il sistema elettrico italiano con la seguente metodologia:

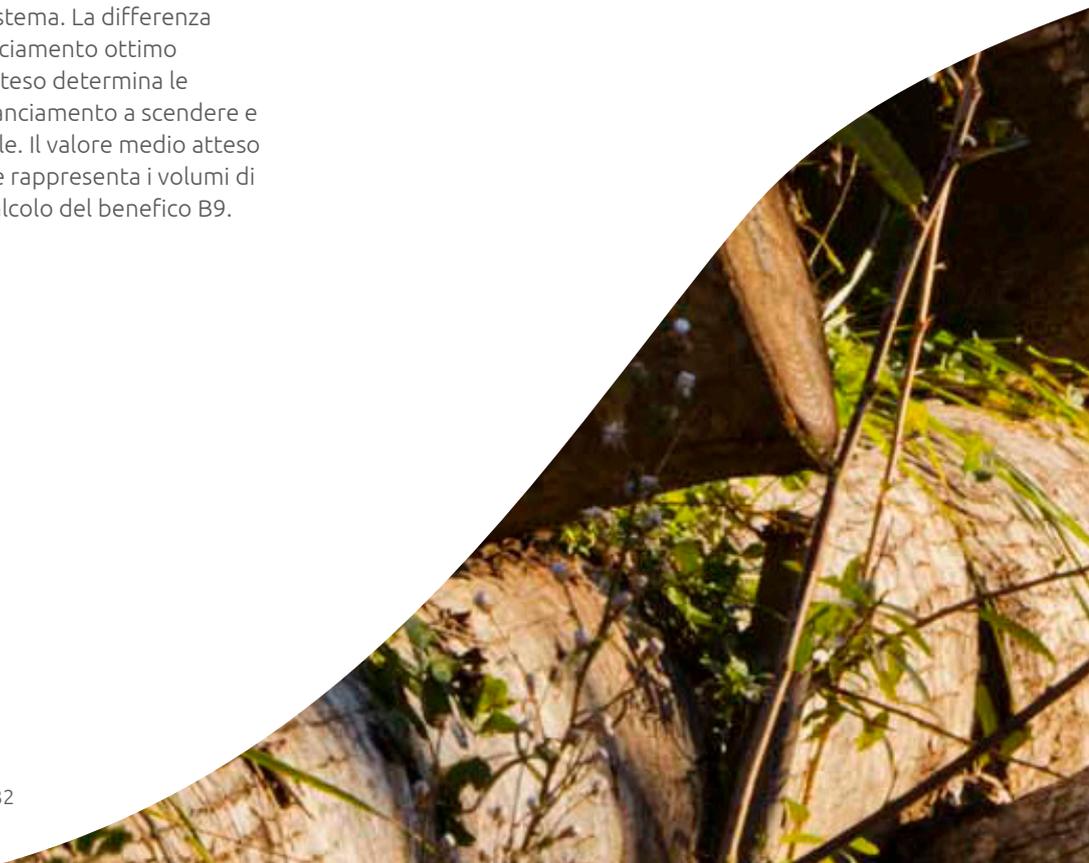
1. Simulazione dei volumi MB medi attesi orari e zonali con un modello stocastico. Per la simulazione dei volumi su MB a scendere è stato utilizzato il modulo di simulazione stocastica del modello ELFO++, il modello proprietario di MBS per la simulazione del mercato elettrico basata sui fondamentali. Tale modulo consente di stimare il fabbisogno di volumi MB a scendere generato dall'errore di previsione da parte delle rinnovabili non programmabili e del carico elettrico.
 - i. Analisi storica. Per ogni ora, zona e tecnologia rinnovabile / carico elettrico viene calcolato un errore di previsione, inteso come il rapporto fra il valore effettivo e il valore previsto il giorno prima. L'analisi è riferita ai dati di generazione rinnovabile e carico elettrico relativi al periodo 2017 – 2022, come pubblicati da Entso-E e Terna. Su queste misurazioni dell'errore di previsione, si calcola una distribuzione di probabilità dell'errore per ogni ora del giorno tipo in un mese.
 - ii. Costruzione delle distribuzioni delle variabili di input. Le distribuzioni storiche dell'errore vengono riproporzionate sulla base dei valori previsionali di generazione rinnovabile e di carico per lo scenario di riferimento.
 - iii. Stima dei volumi orari zonali medi attesi. Il modulo stocastico di ELFO++, attraverso un metodo di convoluzione delle distribuzioni di probabilità delle variabili di input, calcola la distribuzione del dispacciamento ottimo del sistema. La differenza fra la distribuzione del dispacciamento ottimo del sistema e quello medio atteso determina le distribuzioni dei volumi di bilanciamento a scendere e a salire, a livello orario e zonale. Il valore medio atteso della distribuzione a scendere rappresenta i volumi di bilanciamento utilizzati nel calcolo del benefico B9.

- iv. Divisione dei volumi MB zonali totali a scendere previsti fra regolazione secondaria e terziaria, in base al rapporto storico di 2022.

Questa nuova metodologia è stata verificata tramite un backtest sui primi nove mesi del 2023, in modo tale da cogliere i cambiamenti più recenti nella logica di approvvigionamento di volumi di bilanciamento da parte di Terna e trasporli nell'evoluzione futura del sistema descritta dagli scenari di riferimento.

Simulazione dei prezzi su MB a scendere con un modello statistico. Essendo il Mercato dei Servizi di Dispacciamento un sistema "pay-as-bid", dall'analisi storica è possibile estrarre per ogni ora del giorno tipo in un mese una distribuzione zonale dei differenziali tra prezzo MBP e prezzo MB a scendere, pesati rispetto ai volumi approvvigionati da Terna.

Le distribuzioni orarie e zonali del prezzo MB a scendere negli scenari di riferimento sono state ottenute applicando ai prezzi MGP orari, simulati con ELFO++, le distribuzioni storiche dei differenziali, riducendole opportunamente per tenere conto della crescente contendibilità del mercato MB connessa allo sviluppo dei sistemi di accumulo.



7.4

Determinazione dei costi

Per tutti i progetti sono stati utilizzati i costi determinati come indicato nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” approvato dall’ARERA con la Delibera 230/2019/R/Gas e dalle successive modificazioni e pubblicato sul sito Snam.



Energy to inspire the world