

Allegato A

**VALUTAZIONE DEL PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLE
RETI DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE 2025**

Allegato A

INDICE

PARTE I INQUADRAMENTO PROCEDURALE E NORMATIVO	4
1. Introduzione.....	4
2. Contesto normativo	5
Contesto normativo comunitario.....	5
Contesto normativo nazionale.....	5
3. Contesto regolatorio.....	8
Pianificazione delle infrastrutture	8
Regolazione tariffaria.....	9
4. Focus: Regione Sardegna.....	9
5. Focus: aree di nuova metanizzazione	11
PARTE II CONTENUTO DEL PIANO E CONTRIBUTI RICEVUTI.....	13
6. Contenuto del Piano 2025	13
Scenari.....	13
Spesa prevista.....	14
Sintesi dei progetti.....	15
<i>Principali interventi di sviluppo e sostituzione</i>	<i>15</i>
<i>Allacciamenti biometano</i>	<i>16</i>
<i>Interventi di dismissione.....</i>	<i>16</i>
Interventi non soggetti a valutazione dell’Autorità nell’ambito del Piano	17
<i>Premessa</i>	<i>17</i>
<i>Interventi per la transizione energetica – Progetti idrogeno.....</i>	<i>18</i>
<i>Interventi per la transizione energetica – Dorsale per il trasporto di anidride carbonica</i>	<i>19</i>
<i>Interventi promossi da promotori terzi</i>	<i>20</i>
Stime dell’impatto tariffario.....	21
Confronto con precedenti edizioni del Piano	21
7. Processo di consultazione del Piano 2025.....	22
Processo di consultazione	22
Osservazioni ricevute e controdeduzioni di Snam	23
<i>Osservazioni sul processo di consultazione e sulle modalità di predisposizione del Piano.....</i>	<i>23</i>
<i>Osservazioni riguardanti le criticità attuali e future del sistema gas.....</i>	<i>24</i>
<i>Osservazioni sull’ammontare di spesa di investimento stimata, e sugli impatti tariffari</i>	<i>24</i>
<i>Osservazioni in relazione alla Mappatura delle disponibilità di capacità di trasporto e di distribuzione</i>	<i>25</i>
<i>Osservazioni sull’intervento di sviluppo di Snam Rete Gas relativo al metanodotto Matagiola-Massafra.....</i>	<i>25</i>
<i>Osservazioni sul gruppo di interventi di sviluppo relativo alle Centrali Dual Fuel.....</i>	<i>26</i>
<i>Osservazioni sull’intervento di sviluppo di Snam Rete Gas relativo alla Virtual Pipeline Sardegna e sugli interventi di sviluppo di Enura relativi allo Sviluppo della rete di trasporto in Sardegna.....</i>	<i>26</i>
<i>Osservazioni sugli interventi di sviluppo di Energie Rete Gas e Gasdotti Alpini relativi alla Metanizzazione di nuove aree</i>	<i>27</i>
<i>Osservazioni in relazione agli interventi di sostituzione e sicurezza, e sulla esaustività degli esiti dell’applicazione della metodologia Asset Health.....</i>	<i>27</i>
<i>Osservazioni su altri interventi inclusi nel Piano di sviluppo.....</i>	<i>28</i>
<i>Eventuali ulteriori osservazioni (anche relative alla transizione energetica)</i>	<i>28</i>
8. Verifiche esterne indipendenti	29
PARTE III VALUTAZIONE DEGLI ELEMENTI GENERALI DEL PIANO.....	30
9. Coerenza con i Piani europei.....	30

Allegato A

10. Scenari	31
11. Trasparenza e completezza delle informazioni	35
Informazioni sulla spesa prevista e sugli interventi	35
Stima dell’impatto tariffario.....	36
12. Osservazioni ricevute in sede di consultazione	37
PARTE IV VALUTAZIONE DEGLI INTERVENTI	38
13. Linea Adriatica (Snam Rete Gas)	38
14. Centrali di compressione dual fuel (Snam Rete Gas)	38
Descrizione dell’intervento	38
Verifica esterna indipendente.....	40
Valutazioni dell’Autorità	42
15. Matagiola-Massafra “prima fase” (Snam Rete Gas)	43
16. Potenziamento Export - Fase 1 (Snam Rete Gas)	45
17. Provincia autonoma di Trento (Gasdotti Alpini)	46
Descrizione dell’intervento	46
Valutazione dell’Autorità.....	46
18. Sviluppi in Piemonte, Liguria, Valle d’Aosta e Toscana (Energie Rete Gas)	47
Descrizione degli interventi	47
Valutazioni dell’Autorità	51
19. Sviluppo della rete di trasporto in Cilento (Energie Rete Gas)	51
Descrizione dell’intervento	51
Quadro normativo e regolatorio applicabile	52
Verifica esterna indipendente.....	54
Valutazioni dell’Autorità	55
20. Metanizzazione della Regione Sardegna	57
Descrizione dell’intervento	57
Valutazioni dell’Autorità	59
21. Allacciamento terminale di Ravenna (Snam Rete Gas)	60
22. Interventi di sostituzione	61
Descrizione dell’intervento	61
Verifica esterna indipendente.....	62
Valutazioni dell’Autorità	63
23. Approfondimenti sugli incrementi di costo	64
24. Osservazioni sugli interventi non soggetti a valutazione dell’Autorità	66
Interventi per la transizione energetica – Progetti idrogeno	66
Interventi per la transizione energetica – Dorsale per il trasporto di anidride carbonica	67
PARTE V CONCLUSIONI E SINTESI DELLE VALUTAZIONI	68
25. Conclusioni	68

Allegato A

PARTE I INQUADRAMENTO PROCEDURALE E NORMATIVO

1. Introduzione

- 1.1 Il Piano unico decennale di sviluppo della rete di trasporto (di seguito: Piano) è il documento biennale che delinea l'evoluzione delle infrastrutture di trasporto del gas naturale in Italia su un orizzonte di dieci anni. Il Piano è predisposto dall'impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas), integrando gli interventi pianificati anche dagli altri gestori di rete, ed è trasmesso all'Autorità ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11), come modificato dalla legge 30 dicembre 2023, n. 214, per le valutazioni di competenza.
- 1.2 Il Piano deve rispettare le disposizioni contenute nei Requisiti minimi, definiti dall'Autorità da ultimo con deliberazione 170/2025/R/GAS. In coerenza con i Requisiti minimi, gli investimenti di sviluppo, sostituzione o mantenimento di costo superiore a 25 milioni di euro per gli interventi sulla rete nazionale, e a 5 milioni di euro per la rete regionale, sono sottoposti ad Analisi Costi-Benefici (ACB). Restano esclusi dall'ambito di applicazione della ACB gli interventi che l'impresa di trasporto è tenuta a realizzare ai sensi di legge, quali gli allacciamenti e gli interventi finalizzati a garantire l'esercizio in sicurezza¹ della rete di trasporto del gas. I principi generali di effettuazione dell'analisi sono definiti nei Requisiti minimi, mentre i criteri di dettaglio sono declinati nei Criteri applicativi dell'ACB sviluppati dall'impresa maggiore di trasporto.
- 1.3 Ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo 93/11, l'Autorità è tenuta ad esprimere una valutazione del Piano e lo sottopone a consultazione secondo modalità aperte e trasparenti, rendendo pubblici i risultati della consultazione. Tale valutazione è finalizzata all'approvazione del Piano, eventualmente richiedendone modifiche, sulla base dei fabbisogni in materia di investimenti individuati nella fase consultiva, e della coerenza con il Piano europeo di sviluppo della rete gas (TYNDP).
- 1.4 Il Piano 2025 è stato pubblicato e posto in consultazione dall'Autorità in data 31 ottobre 2025; successivamente, in data 19 dicembre 2025, Snam Rete Gas ha reso disponibile una versione rettificata del Piano 2025 e di alcuni relativi Allegati. La consultazione si è conclusa in data 22 dicembre 2025. In data 5 marzo 2026, l'Autorità ha reso disponibili le Osservazioni ricevute e il Documento di controdeduzioni elaborato da Snam Rete Gas².

¹ Le sostituzioni parziali o totali di tratti di rete possono essere annoverate nell'ambito degli interventi finalizzati a garantire l'esercizio in sicurezza della rete esclusivamente in forza di comprovate esigenze di sicurezza derivanti dalle condizioni tecnico-operative di esercizio delle reti o delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture.

² I documenti sono disponibili sulla pagina web <https://www.arera.it/area-operatori/sviluppo-rete-transporto-gas-naturale/consultazione-piano-decennale-sviluppo-rete-transporto-relativo-2025>

Allegato A

- 1.5 Il presente Allegato fornisce una sintesi del contesto normativo e regolatorio di riferimento (Parte I), del contenuto del Piano e dei contributi ricevuti durante la fase di consultazione (Parte II), le valutazioni dell’Autorità sugli elementi generali del Piano (Parte III) e sui singoli interventi (Parte IV), e le conclusioni e la sintesi delle valutazioni (Parte V).

2. Contesto normativo

Contesto normativo comunitario

- 2.1 Il regolamento (UE) 2024/1789 (in precedenza, il regolamento (CE) 715/2009) e il regolamento (UE) 2022/869 (cd. regolamento TEN-E) prevedono diverse disposizioni in materia di pianificazione infrastrutturale.
- 2.2 L’articolo 57 del regolamento (UE) 2024/1789 prevede che l’*European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSO-G) sia tenuta ad adottare e pubblicare, ogni due anni, un Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete dell’Unione (*Union-wide Ten-Year Network Development Plan*, TYNDP). Il TYNDP deve fornire una visione integrata dell’evoluzione delle infrastrutture europee del gas e dell’idrogeno e individuare le esigenze di investimento e le eventuali carenze infrastrutturali.
- 2.3 Ai sensi dell’articolo 57, paragrafo 2, del Regolamento (UE) 2024/1789, il TYNDP elaborato da ENTSOG è basato anche sui piani nazionali di sviluppo della rete predisposti dai gestori dei sistemi di trasporto. L’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia (*European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, ACER) esamina il TYNDP e valuta, tra l’altro, la sua coerenza con i piani nazionali di sviluppo della rete e con gli obiettivi dell’Unione in materia di energia e clima, formulando un parere sul piano.
- 2.4 In materia di scenari, quelli rilevanti ai fini del TYNDP devono essere elaborati congiuntamente da ENTSOG, l’*European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) e l’*European Network of Network Operators for Hydrogen* (ENNOH) per gli aspetti relativi all’idrogeno. Gli scenari devono essere coerenti con il principio “energy efficiency first”, gli obiettivi climatici UE al 2030 e al 2050, e i Piani nazionali energia e clima (PNIEC).
- 2.5 Ai sensi dell’articolo 3 del regolamento TEN-E, la Commissione europea adotta, mediante atto delegato, un elenco dell’Unione comprendente i Progetti di Interesse Comune (PCI) e i Progetti di Interesse Reciproco (PMI). Tale elenco è aggiornato con cadenza biennale. Possono essere inclusi in tale elenco soltanto i progetti che soddisfano i requisiti previsti dal regolamento e che sono stati valutati nell’ambito del processo di pianificazione europea delle infrastrutture energetiche, fondato sugli scenari comuni e sui TYNDP.

Contesto normativo nazionale

- 2.6 L’articolo 8 del decreto legislativo 164/00 dispone che le imprese di trasporto forniscano agli altri soggetti che effettuano attività di trasporto e dispacciamento,

Allegato A

nonché alle imprese del gas di ogni altro sistema dell'Unione Europea interconnesso con il sistema nazionale del gas naturale, informazioni sufficienti per garantire il funzionamento sicuro ed efficiente, lo sviluppo coordinato, e l'interoperabilità dei sistemi interconnessi. L'articolo 20 del medesimo decreto legislativo prevede inoltre che i gestori di infrastrutture nel settore del gas si scambino tra loro informazioni funzionali a garantire che l'erogazione dei servizi rispettivamente erogati avvenga *“in modo compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema del gas”*.

- 2.7 L'articolo 16 del decreto legislativo 93/11 reca disposizioni in materia di pianificazione decennale dello sviluppo della rete di trasporto e relativi poteri decisionali e di valutazione in capo al Ministero e all'Autorità.
- 2.8 Ai sensi dell'articolo 16, comma 2, del decreto legislativo 93/11, l'impresa maggiore di trasporto, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete, trasmette ogni due anni all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) il Piano decennale di sviluppo della rete, che contiene misure efficaci atte a garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza di approvvigionamento, tenendo conto anche dell'economicità degli investimenti e della tutela dell'ambiente. L'Autorità sottopone il Piano alla consultazione degli utenti della rete effettivi o potenziali secondo modalità aperte e trasparenti, e rende pubblici i risultati della consultazione.
- 2.9 Ai sensi dell'articolo 16, comma 3, del decreto legislativo 93/11, il Piano deve:
- a) contenere una descrizione di dettaglio delle caratteristiche della rete di trasporto, delle aree in cui la stessa è funzionalmente articolata, nonché delle criticità e delle congestioni presenti o attese;
 - b) indicare ai partecipanti al mercato le principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco dei dieci anni successivi;
 - c) contenere tutti gli investimenti già decisi ed individuare, motivandone la scelta, i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo, anche ai fini di consentire il superamento delle criticità presenti o attese;
 - d) indicare, per tutti i progetti di investimento, la data prevista di realizzazione.
- 2.10 Ai sensi dell'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 93/11, nell'elaborare il Piano l'impresa maggiore di trasporto procede a una stima ragionevole dell'evoluzione in termini di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi, tenendo conto dei piani di investimento per le reti degli altri Paesi, nonché dei piani di investimento per lo stoccaggio e per i terminali di rigassificazione del Gnl.
- 2.11 Ai sensi dell'articolo 16, comma 6bis, del decreto legislativo 93/11, l'Autorità:
- a) valuta se il Piano contenga tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva;
 - b) verifica la coerenza del Piano con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP), di cui all'articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del regolamento (CE) 715/2009;

Allegato A

- c) ha il potere di richiedere modifiche al Piano.
- 2.12 Ai sensi del richiamato articolo 16 del decreto legislativo 93/11, l’Autorità ha anche il compito di monitorare l’attuazione del Piano (rif. comma 7) e può imporre all’impresa maggiore di trasporto la realizzazione di un determinato investimento entro un certo termine in caso di ritardo e/o inerzia a essa imputabile, o nel caso in cui la mancata realizzazione dell’investimento costituisca ostacolo all’accesso al sistema o allo sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale (rif. comma 8).
- 2.13 Nel delineare il quadro generale e le funzioni di regolazione dei servizi di pubblica utilità, la legge 481/95 prevede, ai sensi dell’articolo 1, comma 1, che l’Autorità persegua la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell’efficienza, e che l’ordinamento tariffario armonizzi *“gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”*; ai sensi dell’articolo 2, comma 12, lettera e), della medesima legge, le tariffe dei servizi regolati sono stabilite e aggiornate dall’Autorità *“in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale”*.
- 2.14 L’Autorità, in forza dei poteri di natura tariffaria di cui alla legge 481/95, è tenuta a valutare l’efficienza del servizio di trasporto; in tale prospettiva, verifica che la scelta degli investimenti individuati nel Piano sia effettuata sulla base di criteri di economicità ed efficienza, pena il loro mancato o parziale riconoscimento tariffario.
- 2.15 Inoltre, alla luce dell’attuale contesto normativo, esiste una significativa relazione tra le valutazioni in materia di investimenti svolte ai sensi dell’articolo 16 del decreto legislativo 93/11, finalizzate ad identificare le scelte di sviluppo e adeguamento delle reti di trasporto, e i criteri di individuazione del perimetro della rete nazionale e regionale di gasdotti ai sensi del decreto legislativo 164/00; in particolare, la valutazione dei Piani ha la finalità di identificare le scelte impegnative per le imprese di trasporto, relative allo sviluppo e all’adeguamento delle proprie reti, rispetto alle quali l’aggiornamento del perimetro delle reti di trasporto assume la funzione di cristallizzare il perimetro delle infrastrutture realizzate, o comunque in fase di realizzazione. In assenza della predetta valutazione dell’Autorità, quindi, nessun affidamento può essere ragionevolmente riposto da un’impresa di trasporto sull’integrale riconoscimento tariffario di investimenti che non soddisfino i criteri tariffari di efficienza e di economicità sopra indicati; eventuali autorizzazioni alla realizzazione di un’infrastruttura di rete ricevute da altre amministrazioni dello Stato rispondono evidentemente a esigenze specifiche, alla cui tutela quelle amministrazioni sono preposte; le valutazioni relative alla riconoscibilità tariffaria dell’investimento competono esclusivamente all’Autorità, alla luce dei criteri di efficienza e di economicità dalla stessa declinati.

Allegato A

3. Contesto regolatorio

Pianificazione delle infrastrutture

3.1 Con deliberazione 170/2025/R/GAS, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni in materia di requisiti minimi del Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale. In particolare, l'Autorità ha:

- a) definito modalità di coordinamento tra l'impresa maggiore di trasporto e le altre imprese di trasporto ai fini della redazione del Piano, prevedendo in particolare che all'impresa maggiore di trasporto sia attribuito non solo il compito di valutare il coordinamento di tutti gli interventi, ma anche quello di valutare la coerenza delle proposte di sviluppo promosse dalle altre imprese di trasporto con l'assetto potenziale della rete, di verificare le stime di costo trasmesse dalle altre imprese, e di sviluppare e aggiornare le analisi dei costi e dei benefici;
- b) previsto che il Piano sia inviato all'Autorità entro il 28 febbraio degli anni dispari, e che, per il 2025, sia inviato entro il 15 ottobre 2025;
- c) previsto, in relazione al contenuto minimo informativo del Piano:
 - i. che il Piano raccolga e renda disponibili anche informazioni circa progetti di trasporto di promotori diversi dalle imprese di trasporto e progetti di stoccaggio e rigassificazione del Gnl, e che l'impresa maggiore di trasporto individui le eventuali infrastrutture che si rendono necessarie a seguito della realizzazione di tali progetti terzi;
 - ii. che nel Piano siano rese disponibili informazioni circa gli interventi programmati di dismissione di infrastrutture esistenti, anche nel caso in cui la finalità sia la riconversione per altri utilizzi;
 - iii. che nel Piano sia resa disponibile una stima, a 5 e a 10 anni, degli impatti tariffari derivanti dalla realizzazione degli interventi, tenendo conto delle previsioni circa la domanda e l'offerta di gas naturale, gli scambi con l'estero, e l'utilizzo delle infrastrutture di trasporto;
- d) previsto, in materia di analisi costi-benefici (ACB):
 - i. che siano assoggettati a specifiche ACB anche gli interventi di dismissione, ad eccezione di quelli motivati da ragioni di sicurezza;
 - ii. che gli interventi di sostituzione e sicurezza siano giustificati sulla base di specifici approfondimenti che ne evidenzino l'utilità per il sistema;
 - iii. che, per gli interventi per la metanizzazione di nuove aree, i gestori presentino un'analisi della convenienza dell'intervento di metanizzazione rispetto a possibili soluzioni alternative riconducibili ad altri vettori energetici.

3.2 Con la deliberazione 230/2019/R/GAS, l'Autorità ha approvato i Criteri applicativi dell'ACB, come proposti dall'impresa maggiore di trasporto in coerenza con le previsioni di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS. Tali criteri applicativi sono stati successivamente aggiornati, da ultimo nel mese di giugno 2025 in esito alla revisione dei Requisiti minimi con deliberazione 170/2025/R/GAS.

Allegato A

- 3.3 In materia di scenari, con le deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/GAS, l’Autorità ha disposto che le società Terna e Snam Rete Gas predispongano scenari coordinati per i Piani; con la deliberazione 392/2024/R/COM, l’Autorità ha aggiornato le disposizioni in materia di scenari, prevedendo in particolare una nuova scadenza per le edizioni dei documenti di descrizione degli scenari, una nuova attività di raccolta di informazioni da parte degli utenti attuali e potenziali delle reti, e un processo per una discussione di lunghissimo termine sull’evoluzione del sistema energetico.
- 3.4 Con deliberazione 88/2025/R/GAS, l’Autorità ha espresso le proprie valutazioni sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2023.

Regolazione tariffaria

- 3.5 Con la RTTG 2024-2027 l’Autorità ha confermato le disposizioni regolatorie che prevedono un coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani di sviluppo; in particolare, la RTTG 2024-2027 prevede:
- a) il riconoscimento in tariffa dei costi relativi agli investimenti a condizione che questi siano compatibili con l’efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità;
 - b) che, ai fini del riconoscimento tariffario, gli investimenti siano inclusi nei Piani approvati dall’Autorità;
 - c) il riconoscimento dei costi di capitale nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili nei casi in cui risultino, in esito alle valutazioni di Piano, benefici inferiori ai costi;
 - d) che gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione debbano sottostare alle condizioni minime di cui ai Requisiti minimi di Piano, incluso il rispetto degli indici di capacità e di costo massimo ammesso tariffariamente.

4. Focus: Regione Sardegna

- 4.1 L’articolo 60, comma 6, del decreto-legge 76/20, recante misure urgenti per la semplificazione e l’innovazione digitale, ha stabilito che, per consentire l’approvvigionamento di energia alla Regione Sardegna a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d’Italia, *“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”*.
- 4.2 L’articolo 31, comma 3, del decreto-legge 77/21, ha disposto che, al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro della Transizione Ecologica, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico e il

Allegato A

Ministro delle Infrastrutture e della Mobilità sostenibili, sono individuate le opere e le infrastrutture necessarie al *phase-out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna.

4.3 Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 settembre 2025, che sostituisce il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 marzo 2022, ha individuato le opere e le infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'Isola. Tali opere includono:

- a) l'adeguamento impiantistico del terminale di rigassificazione di Panigaglia per consentire il caricamento del GNL su bettoline, inclusi gli interventi di ammodernamento del terminale, per garantirne la continuità di esercizio per la durata di funzionamento del collegamento virtuale;
- b) l'adeguamento della funzionalità del terminale di rigassificazione OLT al largo della costa toscana per consentire un maggior numero di accosti finalizzato al servizio di caricamento del GNL su bettoline per il collegamento virtuale;
- c) un impianto galleggiante di stoccaggio e rigassificazione del GNL (FSRU) nell'area portuale di Oristano con capacità netta di stoccaggio adeguata a servire il segmento centro-sud industriale e termoelettrico, le utenze delle province di Oristano, Medio Campidano, Sulcis-Iglesiente e Città Metropolitana di Cagliari;
- d) nell'ipotesi della riconversione a gas metano della centrale termoelettrica di Fiume Santo, la realizzazione di un FSRU a Porto Torres, con capacità netta di stoccaggio adeguata a servire il segmento nord industriale e il bacino di consumo della Città metropolitana di Sassari; nelle more di una mancata o differita riconversione della Centrale, tali utenze e i relativi tratti di rete saranno alimentati attraverso un trasporto su gomma (via camion) a partire dall'impianto di rigassificazione di Oristano;
- e) un servizio di trasporto del GNL a mezzo di navi spola dedicate, approvvigionato nel rispetto della normativa comunitaria e nazionale e realizzato secondo la modalità operativa più adeguata sulla base di criteri di economicità ed efficienza, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, svolto, in normali condizioni di esercizio, dai terminali di Panigaglia e OLT e destinato a rifornire gli FSRU a Oristano e a Porto Torres;
- f) le opere strumentali alla realizzazione o all'adeguamento delle infrastrutture di cui alle lettere precedenti, inclusi gli eventuali dragaggi necessari all'adeguamento dei terminali esistenti, alla installazione degli FSRU.

4.4 Inoltre, ha indicato che il trasporto su gomma del GNL necessario ad alimentare le reti di distribuzione urbana e le utenze anche industriali, non collegate alla rete fisica, e le infrastrutture accessorie a tal fine necessarie, quali depositi di GNL locali e annesse unità di rigassificazione, sono ricomprese, in relazione agli aspetti di natura tariffaria, nell'ambito della *virtual pipeline*, assicurando la perequazione tariffaria su base nazionale dei relativi costi, senza oneri aggiuntivi in capo agli utenti sardi.

Allegato A

- 4.5 In materia di scenari, in sede di avvio di procedimento (cfr. deliberazione 279/2022/R/COM) l’Autorità aveva richiesto all’impresa maggiore di trasporto e al gestore del sistema di trasmissione nazionale (Terna) di sviluppare congiuntamente un documento sugli scenari di domanda (energia elettrica e gas naturale) relativi alla Regione Sardegna, coerenti con i più recenti scenari congiunti rilevanti ai fini della predisposizione dei rispettivi Piani di sviluppo, e a Snam di elaborare un documento sulla configurazione infrastrutturale ottimale degli interventi riconducibili al collegamento virtuale. In esito alla pubblicazione del dPCM 10 settembre 2025, gli Uffici dell’Autorità hanno richiesto a Snam Rete Gas e a Terna un aggiornamento degli scenari di domanda energetica e della configurazione infrastrutturale, coerente con le nuove previsioni contenute nel dPCM. Tali informazioni sono state trasmesse da Snam Rete Gas con comunicazione 22 dicembre 2025.
- 4.6 Con il documento per la consultazione 21 aprile 2026, 135/2026/R/GAS, l’Autorità ha presentato gli orientamenti dell’Autorità per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture di cui al dPCM 10 settembre 2025, con particolare riferimento al collegamento virtuale. Nello specifico, il documento per la consultazione gli orientamenti dell’Autorità in merito al perimetro delle infrastrutture da ricomprendere nel collegamento virtuale, al trattamento tariffario delle infrastrutture riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna, e alle modalità di svolgimento del servizio. Inoltre, tenendo conto degli aspetti di scenario energetico della Regione, l’Autorità, per le finalità di propria competenza, ha espresso una riserva sull’opportunità di effettuare ulteriori valutazioni e approfondimenti in tema di metanizzazione dell’Isola, in ragione dei costi che emergerebbero dall’implementazione del dPCM, dei relativi impatti tariffari e dei conseguenti potenziali impatti sui mercati all’ingrosso, anche tenendo conto di modalità alternative di soddisfacimento della domanda energetica.

5. Focus: aree di nuova metanizzazione

- 5.1 In relazione agli sviluppi infrastrutturali delle reti di trasporto e distribuzione in aree di nuova metanizzazione, risulta necessario garantire il necessario coordinamento funzionale e temporale degli interventi, e valutare gli interventi riconducibili al perimetro della rete di trasporto (incluse eventuali riclassificazioni di reti di distribuzione) evitando:
- a) da un lato, inefficienti duplicazioni di infrastrutture;
 - b) dall’altro, che i nuovi sviluppi della rete di trasporto del gas avvengano in alternativa a quelli della rete di distribuzione al solo scopo di eludere la regolazione specifica di settore, che impone al gestore della rete di distribuzione il rispetto delle condizioni minime di sviluppo indicate nei bandi di gara.
- 5.2 In particolare, tale problema di coordinamento si pone per gli Ambiti territoriali minimi (ATEM) dove non sia stato individuato un concessionario della

Allegato A

distribuzione del gas naturale, e la gara d'Ambito per l'assegnazione della concessione del servizio della distribuzione non sia stata ancora bandita dalla Stazione Appaltante; ciò in quanto è la Stazione Appaltante a dover prioritariamente determinare, nell'ambito delle Linee guida programmatiche d'ambito di cui al comma 9.3 del decreto 226/11, interventi e condizioni minime di sviluppo per le reti di distribuzione dell'ambito territoriale di interesse.

- 5.3 Ai sensi della regolazione tariffaria (RTTG 6PRT, comma 5.3), gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione devono sottostare alle condizioni minime di cui ai Requisiti minimi di Piano, ossia rispettare i seguenti indici:
- a) l'indice di capacità minima di trasporto, definito come rapporto tra capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna e lunghezza della rete; ai fini della valutazione positiva dell'intervento, tale indice non deve assumere valori inferiori a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata;
 - b) l'indice di costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna, espresso come rapporto tra costo storico dell'investimento e capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna; nel caso non sia rispettato l'indice di capacità minima di trasporto, l'indice di costo per unità di capacità di trasporto non deve eccedere la soglia di 2.800 € per Smc/g, opportunamente rivalutata, ai fini della piena ammissibilità tariffaria del costo di investimento.
- 5.4 L'indice di costo rivalutato all'anno 2025, tenendo conto del tasso di variazione dell'Indice di rivalutazione dei costi di capitale per il servizio di trasporto per gli anni 2024 e 2025, è pari a 3.054 euro/Smc/giorno³.
- 5.5 Inoltre, ai fini dell'analisi economica degli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, ai sensi dei Requisiti minimi devono essere forniti tra l'altro:
- a) gli elementi informativi comprovanti il coordinamento degli sviluppi della rete di trasporto con quelli delle reti di distribuzione (comma 9.3, lettera c);
 - b) un'analisi della convenienza dell'intervento di metanizzazione rispetto a possibili soluzioni alternative riconducibili ad altri vettori energetici (comma 9.3, lettera d);
 - c) avvalendosi della collaborazione della Stazione Appaltante o del concessionario della rete di distribuzione, una ACB aggiuntiva che adotti, come scenario controfattuale, l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione (comma 9.4, lettera d).

³ Cfr. deliberazioni 130/2025/R/COM e 78/2026/R/COM.

Allegato A

PARTE II CONTENUTO DEL PIANO E CONTRIBUTI RICEVUTI

6. Contenuto del Piano 2025

Scenari

- 6.1 Gli scenari di riferimento utilizzati nel Piano 2025 sono quelli predisposti da Snam in coordinamento con Terna, elaborati nel 2024 (DDS 2024).
- 6.2 Gli scenari di domanda e offerta sono i seguenti:
- uno scenario di *policy* al 2030 (c.d., PNIEC Policy), coerente con lo scenario PNIEC Policy pubblicato dal MASE a giugno 2024;
 - due scenari di *policy* al 2035 e 2040 (c.d., DE-IT e GA-IT), basati sugli scenari Distributed Energy e Global Ambition elaborati dagli ENTSOs ai fini del TYNDP 2024; nello scenario DE-IT, rispetto agli altri scenari, è prevista una maggiore penetrazione del vettore elettrico in tutti i settori; nello scenario GA-IT è invece prevista la decarbonizzazione dei consumi attraverso la maggiore penetrazione dell'idrogeno in tutti i settori, un diverso utilizzo di tecnologie e vettori energetici nei settori della mobilità (elettricità, idrogeno, e-liquidi e biocarburanti) e un impiego più importante della cattura e stoccaggio della CO₂;
 - uno scenario contrastante per gli orizzonti temporali 2030, 2035 e 2040 (c.d., PNIEC Slow) rappresentativo di una transizione più lenta (rispetto agli scenari di *policy*) verso i target di decarbonizzazione.
- 6.3 I principali scenari di domanda sono riportati in Tabella 1.

Tabella 1: Scenari di domanda (in miliardi di Smc)

	2030		2035			2040		
	PNIEC policy	PNIEC slow	DE-IT+	GA-IT+	PNIEC slow	DE-IT+	GA-IT+	PNIEC slow
Gas naturale	53,6	61,3	44,8	47,0	56,1	35,0	39,2	49,0
Biometano	5,0	2,3	7,8	7,8	3,5	10,6	10,6	4,7
Idrogeno*	0,9	0,4	3,4	4,7	2,7	7,1	9,6	6,2
TOTALE	59,5	64,0	56,0	59,5	62,3	52,7	59,4	59,9

**Espressi in miliardi di Smc di gas naturale equivalenti*

- 6.4 Per gli scenari di offerta, Snam ritiene che le importazioni di gas naturale dall'estero continueranno nel lungo termine a costituire la fonte primaria di copertura della domanda nazionale. Elemento comune a tutti gli scenari di offerta è l'inversione dei flussi storici di approvvigionamento, che ha portato ad un sistema gas strutturalmente dipendente dai punti di importazione del Sud Italia e dai terminali Gnl.

Allegato A

Spesa prevista

6.5 Il Piano 2025 prevede interventi per una spesa complessiva di circa 18 miliardi di euro nell'orizzonte di Piano (2025-2034), e circa 2,4 miliardi di euro oltre l'orizzonte di Piano. A questi si aggiungono, relativamente agli investimenti non ancora entrati in esercizio, circa 2,5 miliardi di euro già spesi al 31 dicembre 2024 e considerati come immobilizzazioni in corso. La maggior parte della spesa (90%) è riconducibile ad interventi di Snam Rete Gas; tra gli altri operatori, quelli che prevedono la spesa maggiore sono SGI, Enura ed Energie Rete Gas. Il Piano 2025 prevede una spesa complessivamente in linea a quella dei Piani 2023 (+1,3%), a fronte tuttavia di una riduzione dei progetti di sviluppo (Tabella 2).

Tabella 2: Spesa per operatore e per anno

(milioni di euro)

Operatore	Speso al 2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	Spesa di Piano (2025-34)	Spesa oltre Piano	Spesa complessiva
CMVTG	n.d.	0,3	0,8	-	-	-	-	1,1	-	1,1
Energie	22,7	4,6	52,5	76,3	119,8	43,8	79,3	376,3	-	399,0
Enura	26,5	0,9	10,2	63,7	104,5	129,3	312,6	621,2	11,7	647,7
Gasdotti Alpini	-	-	1,7	1,8	1,8	19,3	114,5	139,1	-	139,1
ITG	n.d.	3,0	3,0	4,0	1,5	-	-	11,5	-	11,5
Metanodotto Alpino	n.d.	0,7	0,0	0,1	-	-	-	0,8	-	0,8
Netenergy	n.d.	0,7	-	-	-	-	-	0,7	-	0,7
Retragas	14,1	5,4	3,4	2,3	2,4	2,8	2,0	18,3	-	32,4
SGI	97,6	104,0	116,0	95,0	64,0	47,0	286,0	712,0	15,2	809,6
Snam Rete Gas	2.379,2	2.674,0	2.067,0	2.526,0	1.846,0	1.508,0	5.462,0	16.083,0	2.395,7	20.857,8
Totale	2.540,1	2.793,6	2.254,7	2.769,2	2.140,0	1.750,2	6.256,5	17.964,0	2.422,5	22.899,8

6.6 Con riferimento alle tipologie di intervento (Tabella 3):

- la maggior parte della spesa (41%, pari a 7,4 miliardi di euro) è relativa a interventi classificati come interventi di sviluppo, che comprendono sia quelli per la realizzazione di nuova capacità di trasporto, inclusi i nuovi allacciamenti, sia gli interventi relativi alle centrali *dual fuel* di Snam Rete Gas;
- gli interventi classificati come interventi per la sicurezza coprono circa il 31% della spesa (5,5 miliardi di euro); di questi, la maggior parte (4,7 miliardi di euro) fa riferimento a interventi per la sostituzione di metanodotti;
- parte della spesa è relativa ad interventi per il rinnovo e la conservazione in condizioni di esercizio adeguate delle infrastrutture di trasporto, classificati come interventi di mantenimento della rete esistente (17%, 3 miliardi di euro); di questi, sono state presentate schede ACB riferite a un totale di 315 milioni di euro;
- nel Piano 2025 è inoltre riportata l'indicazione della spesa per altri interventi (11%, 2 miliardi di euro), ossia interventi su *asset* fisici diversi dalla rete gas.

Allegato A

Tabella 3: Spesa di Piano (2025-2034) per tipo di intervento e operatore, e confronto con spesa nel Piano precedente

(milioni di euro)

Tipo di intervento	CMVTG	Energie	Enura	Gasdotti Alpini	ITG	Metanodotto Alpino	Netenergy	Retragas	Sgi	Snam Rete Gas	TOT
Sviluppo	-	375,6	621,2	139,1	7,4	0,0	-	6,0	232,0	6.023,0	7.404,4
Sicurezza	-	-	-	-	-	-	-	7,6	411,0	5.127,0	5.545,6
Mantenimento	1,1	-	-	-	4,1	0,8	-	-	18,0	2.970,0	2.994,0
Altro	-	0,7	-	-	-	-	0,7	4,7	51,0	1.963,0	2.020,1
Spesa Piano 2025	1,1	376,3	621,2	139,1	11,5	0,8	0,7	18,3	712,0	16.083,0	17.964,0
Spesa Piano 2023	1,5	350,5	761,8	99,5	41,2	0,5	-	31,7	610,0	15.804,0	17.700,8

Sintesi dei progetti

Principali interventi di sviluppo e sostituzione

6.7 La Tabella 4 riporta i principali interventi contenuti nel Piano 2025, con indicazione della spesa prevista, di quella già sostenuta al 2024, e l'anno previsto di completamento⁴.

Tabella 4: Principali interventi nel Piano 2025

Operatore	Intervento	CAPEX TOT (M€)	Speso al 2024 (M€)	Spesa di Piano 2025-2034 (M€)	Spesa anni successivi	Completo.
Snam Rete Gas	Linea Adriatica	2.871,8	460,2	2.411,6	-	2026-2028
	Potenziamento export - Fase 1	117,6	41,5	73,0	-	2026
	Matagiola - Massafra	370,0	1,9	368,1	-	2031
	Centrali dual fuel	1.385,9	149,6	1.100,3	83,6	2026-2035
	Allacciamento Ravenna (incl. Diga e ormeggio)	1.280,2	350,3	929,9	-	2027
	Oristano (FSRU e altre opere)	406,1	6,1	406,1	-	2029
	Sostituzioni metanodotti	6.070,6	1.287,9	4.300,6	482,0	2026-2034
Sgi	Lucera - San Paolo Civitate	90,2	46,0	41,4	-	2025
	Sostituzioni metanodotti	433,0	25,2	397,4	10,3	2025-2034
Enura	Metanizzazione Sardegna Fase 1	539,6	21,2	506,9	11,5	2029-2034
	Metanizzazione Sardegna Fase 2	117,5	5,3	112,0	0,2	2031
Energie Rete Gas	Metanodotto Pont Saint Martin - Gressoney	74,4	0,8	73,6	-	2029
	Metanodotto Valsesia	83,9	0,6	83,3	-	2029
	Metanodotto Tanaro-Arroscia-Impero	135,8	-	135,8	-	2032
Gasdotti Alpini	Metanizzazione Provincia di Trento	139,1	-	139,1	-	2029-2034

6.8 I seguenti gestori non prevedono lo sviluppo di nuove infrastrutture nei prossimi 10 anni:

- CMVTG, che gestisce una rete realizzata ad inizio degli anni duemila dalla Comunità Montana Valtellina di Sondrio, con un unico punto di consegna nel comune di Berbenno di Valtellina (SO) e 19 punti di riconsegna a reti di distribuzione;
- Metanodotto Alpino, la cui rete è alimentata da un unico punto di interconnessione con la rete di trasporto nazionale di Snam situato nel comune di Roure (TO), all'inizio della Val Chisone, e serve 11 comuni nell'Alta Val Chisone e nell'Alta Val Susa;

⁴ Sono riportati esclusivamente gli interventi con spesa prevista superiore a 50 milioni di euro.

Allegato A

- c) Netenergy, che gestisce una rete di trasporto del gas naturale nel Molise, alimentando prevalentemente l'area industriale di competenza del Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno (Termoli).

Allacciamenti biometano

- 6.9 Ai sensi dei Requisiti minimi (comma 9.5), i gestori sono tenuti a fornire informazioni sugli allacciamenti di impianti di biometano, tra cui eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza rispetto ad altri interventi di allacciamento di impianti di biometano, e valorizzazione, con separata evidenza, di tutti i costi associati agli sviluppi infrastrutturali. Devono inoltre fornire le motivazioni per cui la soluzione è stata ritenuta la migliore in relazione ai criteri di efficienza economica e di ottimizzazione complessiva indicati nell'articolo 3 della deliberazione 220/2023/R/GAS.
- 6.10 Gli operatori hanno presentato 379 progetti di allacciamento agli impianti di biometano per un costo totale di 270 milioni di euro, in larga misura ascrivibili all'intervento di connessione e in minima parte allo sviluppo della rete di trasporto (Tabella 5).

Tabella 5: Sintesi allacciamenti biometano

Gestore	N. interventi	Lunghezza [km]	Connessione [M€]	Sviluppo reti trasporto [M€]	Sviluppo reti distribuzione [M€]	Trattamento [M€]	TOTALE [M€]
Snam Rete Gas	361	292	253	7	-	-	260
SGL	18	10	8	2	-	-	10
ITG	6	-	4	-	-	-	4
Retragas	1	3	1	-	-	-	1
TOT	379	302	261	10	-	-	270

- 6.11 Per quanto riguarda la valutazione di ottimizzazione complessiva, la maggior parte degli interventi fa riferimento a procedure avviate prima di tale disposizione.

Interventi di dismissione

- 6.12 Ai sensi dei Requisiti minimi (comma 9.6), i gestori sono tenuti a fornire informazioni sugli interventi di dismissione programmati, indicando – tra l'altro – il motivo della dismissione, gli effetti della dismissione sulla sicurezza del sistema gas, e gli eventuali interventi per nuova capacità di trasporto in corso di realizzazione o realizzati negli ultimi dieci anni precedenti il Piano sullo stesso percorso o su un percorso alternativo.
- 6.13 Snam Rete Gas chiarisce che attività di dismissione, intese come quelle che prevedono la rimozione di un elemento della rete o comunque la cessazione del suo esercizio, sono previste contestualmente ai progetti che prevedono la sostituzione totale o parziale di gasdotti oppure di componenti delle centrali di compressione; in questi casi, la dismissione è seguita dall'installazione di un nuovo elemento di rete che ha come conseguenza il miglioramento delle prestazioni del sistema.

Allegato A

- 6.14 Sebbene nel Piano siano inseriti progetti che prevedono la sostituzione di tratti di rete o di singole componenti delle centrali di trasporto, Snam Rete Gas dichiara che nel Piano non sono invece previsti interventi di sola dismissione se non di modesta entità, né interventi finalizzati alla cessione per la riconversione ad altri utilizzi (essendo la valutazione di tali interventi di *repurposing* ancora in fase di fattibilità).

Interventi non soggetti a valutazione dell’Autorità nell’ambito del Piano

Premessa

- 6.15 Ai sensi dei Requisiti minimi, l’ACB è applicata a ciascun intervento di sviluppo, sostituzione o mantenimento della rete di trasporto incluso nel Piano che prevede un investimento pari almeno a 25 milioni di euro per la Rete Nazionale di Gasdotti e 5 milioni di euro per la Rete Regionale di Gasdotti. L’analisi dei costi di cui all’Articolo 17 dei Requisiti minimi si applica a tutti gli interventi. Sono esclusi dall’ambito di applicazione della ACB gli interventi che l’impresa di trasporto è tenuta a realizzare ai sensi di legge, quali gli allacciamenti, ivi inclusi quelli relativi alla realizzazione di un nuovo punto di interconnessione tra reti, e gli interventi finalizzati a garantire l’esercizio in sicurezza della rete di trasporto del gas.
- 6.16 La valutazione dell’Autorità nell’ambito del presente provvedimento riguarda pertanto gli interventi, previsti nell’orizzonte di Piano, classificati come interventi di sviluppo (ad eccezione degli allacciamenti) e di mantenimento superiori alle soglie di applicabilità ACB, e gli interventi di sostituzione di metanodotti, secondo quanto previsto dai Requisiti minimi. Non sono invece al momento oggetto di valutazione specifica gli altri interventi il cui scopo principale è garantire l’esercizio in sicurezza della rete, né gli interventi su *asset* fisici diversi dalla rete gas. Per quanto riguarda gli interventi attualmente indicati come “oltre l’orizzonte di Piano”, questi potranno essere oggetto di valutazione dell’Autorità in caso di eventuale proposta nell’orizzonte temporale di futuri Piani di sviluppo.
- 6.17 Il Piano 2025 include anche una specifica sezione relativa agli interventi per la transizione energetica, che ad oggi non sono oggetto di valutazione da parte dell’Autorità in quanto ricadenti al di fuori del perimetro dei servizi regolati e delle competenze attribuite ai sensi del decreto legislativo 93/11.
- 6.18 Infine, con la deliberazione 170/2025/R/GAS l’Autorità ha dato mandato all’impresa maggiore di trasporto di raccogliere e rendere disponibili nel Piano le informazioni relative a progetti promossi da operatori terzi con un potenziale impatto sul sistema nazionale. In particolare, per tutti i progetti devono essere resi disponibili i principali dati tecnici, le finalità, le tempistiche di realizzazione, la compagine societaria (con separata evidenza della struttura dell’azionariato), l’indicazione di come si presume verrà esercita in futuro l’infrastruttura (infrastruttura regolata o in regime di esenzione, anche parziale). Per i progetti in fase più avanzata, quali quelli in fase di autorizzazione o realizzazione, le informazioni includono anche una stima dei costi fornita dal promotore e un’indicazione dei principali benefici. Inoltre, per tutti i progetti devono essere

Allegato A

indicate dall'impresa maggiore di trasporto le eventuali infrastrutture necessarie a livello nazionale a seguito della realizzazione di tali progetti terzi, con riferimento sia alle infrastrutture la cui realizzazione è condizione necessaria per lo sviluppo di specifiche iniziative (es. allacciamenti), sia alle eventuali infrastrutture che, pur portando benefici più generali al sistema, sono comunque realizzate in conseguenza di tali iniziative, prevedendo che le valutazioni dei benefici di tali interventi siano presentate nelle varianti “con” e “senza” il progetto terzo.

Interventi per la transizione energetica – Progetti idrogeno

- 6.19 Di seguito i principali progetti relativi allo sviluppo di infrastrutture idrogeno:
- a) **Dorsale per il trasporto dell'idrogeno** (Snam), si estende per oltre 3.000 km da Mazara a Tarvisio e Passo Gries, ed è parte dell'iniziativa del Corridoio Sud. La spesa complessiva prevista per l'intervento ammonta a circa 7,0 miliardi di euro, in significativo aumento rispetto a quanto presentato nel Piano 2023 (+2,8 miliardi di euro, +66%): questo è in gran parte riconducibile alla minore quota di infrastrutture per cui si prevede il *repurposing* e un conseguente incremento dei tratti che devono essere costruiti *ex novo*.
 - b) **Elettrolizzatori in Puglia e Sicilia** (Snam), prevede l'installazione di diversi elettrolizzatori in Puglia e in Sicilia, sia in corrispondenza dei punti di Melendugno e Mazara/Gela (affinché l'idrogeno prodotto possa essere miscelato nella rete a gas), sia in prossimità dei nodi della rete elettrica maggiormente congestionati per ridurre l'*over-generation*. La spesa prevista è di 2,7 miliardi di euro.
 - c) **Rete H2 pugliese** (Snam), prevede la realizzazione di un gasdotto di circa 100 km per il trasporto di idrogeno dall'area di Brindisi all'area di Taranto, attraverso il *repurposing* di tratte di gasdotto esistenti (per circa 77 km) e la costruzione di una nuova condotta per l'idrogeno (di circa 17 km), per una spesa complessiva prevista di 91 milioni di euro.
 - d) **Riconversione Livello F Fiume Treste** (Stogit), prevede la riconversione di un livello di stoccaggio per abilitarlo allo stoccaggio di idrogeno, con una capacità stimata di *working gas* di 0,12 miliardi di Smc. La società stima un costo di investimento di 490 milioni di euro.
 - e) **North Adriatic H2 Terminal** (Edison), prevede la realizzazione di un terminale per l'importazione, lo stoccaggio e la rigassificazione di combustibili decarbonizzati, situata in Italia nel Mare Adriatico settentrionale. Il progetto prevede inoltre il collegamento con i potenziali punti di consumo nell'area attraverso un gasdotto di circa 30 km, di cui una parte sottomarino, e il collegamento con la nuova rete nazionale idrogeno situata nella vicina area di Marghera. Il costo di investimento stimato è di 1,27 miliardi di euro.
 - f) **H2 Poseidon Pipeline** (IGI Poseidon), prevede la realizzazione di una nuova infrastruttura di circa 300 km per il collegamento tra le future reti di trasporto dedicate all'idrogeno di Grecia (Igoumenitsa) ed Italia (Taranto). La configurazione del progetto prevede una sezione a mare di 210 km dalla Grecia (Igoumenitsa) che attraversa il Mar Ionio fino all'approdo italiano ad

Allegato A

Otranto e una linea a terra di 130 km fino a Taranto, punto di interconnessione con la futura rete idrogeno nazionale. Il progetto prevede la possibilità di una espansione futura per consentire anche il flusso di idrogeno proveniente dalle fonti localizzate nel Mediterraneo orientale e rese disponibili dal progetto EastMed, al quale sarà collegato solamente se convertito al trasporto esclusivo di idrogeno.

6.20 Altri progetti che hanno un impatto sul sistema italiano dell'idrogeno:

- a) **North Africa Hydrogen Corridor** (SeaCorridor, partecipata da Snam). Il progetto riguarda la realizzazione di infrastrutture dedicate al trasporto di idrogeno, per collegare i poli di produzione del Nord Africa (Tunisia e Algeria) ai mercati italiani ed europei. Gasdotti *onshore*: fino a 660 km, raggiungendo il confine algerino a Oued Saf Saf e i centri di produzione nell'area di Tataouine (Tunisia meridionale). Gasdotti *offshore*: fino a 310 km attraverso lo Stretto di Sicilia tra Italia e Tunisia. Potenza di compressione: da 119 MW fino a 384 MW. Capacità di esportazione dal Nord Africa verso l'Italia: da 213 GWh/g fino a 448 GWh/g a seconda delle configurazioni.
- b) **H2 Readiness of the TAG pipeline system** (TAG, partecipata da Snam). Il progetto consiste nella riconversione a idrogeno al 100% di una delle tre linee esistenti del sistema TAG, dal confine italo-austriaco fino al confine austro-slovacco, al fine di collegare il gasdotto a idrogeno di EUSTREAM e l'H2-WAG-Pipeline in Austria, vicino al confine con la Slovacchia, per rifornire direttamente la Germania. Il progetto è incluso nel primo elenco dell'Unione dei PCI e PMI, nell'ambito del "Corridoio dell'idrogeno Italia - Austria - Germania" della regione "HI East".
- c) **Alpine Hydrogen Corridor** (Transitgas). Nuovo gasdotto per idrogeno collegato al punto di interconnessione di Passo Gries, per il trasporto di idrogeno tra Italia e Germania attraverso la Svizzera.
- d) **Italy - Slovenia H2 Interconnection** (Plinovodi). L'obiettivo del progetto è collegare le future infrastrutture italiane e slovene di trasporto dell'idrogeno. Dal lato italiano, il progetto prevede un gasdotto per l'idrogeno dalla dorsale italiana fino a Gorizia, e un nuovo punto di interconnessione con il sistema sloveno dell'idrogeno, collocato parallelamente al punto di interconnessione esistente per il gas naturale a Gorizia o nelle immediate vicinanze.

6.21 I progetti idrogeno che SGI aveva proposto nel Piano precedente, in particolare i progetti *Hybrids*, *Helyos* e *Pegasus*, sono riportati in modo descrittivo (senza specifiche schede progetto), e non è chiaro se e in che misura presuppongano anche la realizzazione di infrastrutture di trasporto idrogeno o siano connessi più che altro ad iniziative per lo sviluppo di sistemi di produzione idrogeno, eventualmente associati ad immissione di idrogeno nella rete gas (*blending*).

Interventi per la transizione energetica – Dorsale per il trasporto di anidride carbonica

6.22 Il progetto di rete di trasporto CO₂, promosso da Snam Rete Gas, prevede la realizzazione di gasdotti in grado di collegare i distretti industriali, dove la CO₂ verrebbe catturata, con l'infrastruttura di stoccaggio della CO₂ di Ravenna. Il

Allegato A

punto di arrivo della rete di trasporto sarebbe costituito dal collegamento con la centrale di compressione di Casalborgorsetti, la quale è asservita allo stoccaggio e consente il trasferimento della CO₂ alle piattaforme *offshore*, per l'iniezione e il confinamento permanente nei giacimenti esausti dell'Adriatico settentrionale. Il progetto prevede il ricorso, ove fattibile, al *repurposing* di gasdotti esistenti. Ove questo non sia ritenuto fattibile, sarà prevista la realizzazione di nuovi gasdotti.

- 6.23 Stando a quanto riportato dal promotore, il primo nucleo della rete di trasporto consentirà di collegare i poli industriali di Ravenna e Ferrara con il sito di stoccaggio della CO₂ di Ravenna. La connessione dell'area industriale di Ravenna allo stoccaggio di Casalborgorsetti verrà realizzata mediante il riutilizzo di una condotta esistente di circa 15 km e la realizzazione di un allacciamento di 5 km circa. La connessione delle aree industriali di Ferrara richiederà la costruzione di un nuovo gasdotto di 75 km circa. La possibile espansione della rete CO₂ potrà interessare i distretti industriali di potenziale futuro sviluppo lungo le direttrici Padova / Marghera (ca. 95 km) e Mantova / Brescia / Bergamo (ca. 230 km). La conferma dei tracciati o lo sviluppo di percorsi alternativi dipenderà dall'evoluzione della domanda di conferimento e sarà in ogni caso soggetta alle condizioni definite dal quadro normativo e regolatorio di settore.

Interventi promossi da promotori terzi

- 6.24 I progetti di trasporto promossi da operatori terzi contenuti nel Piano sono:
- a) **TAG reverse flow** (TAG, partecipata da Snam), che prevede l'inversione di flusso di centrali del sistema di trasporto TAG al fine di incrementare la capacità di trasporto dall'Italia verso l'Austria da 26 MSmc/g a 40 MSmc/g. Il progetto è collegato con un intervento già incluso nel Piano (*Potenziamento Export fase 1*). Lo stato del progetto è "pianificazione", quindi non sono state inserite le stime dei costi, sebbene nella scheda progetto si riporti una data di autorizzazione compresa tra novembre 2024 e aprile 2025. La realizzazione è suddivisa in due fasi: la conclusione della prima è stimata per la fine del 2026, mentre quella della seconda per fine 2028.
 - b) **Poseidon pipeline** (IGI Poseidon, partecipata Edison e DEPA), infrastruttura di collegamento tra il confine greco/turco e l'Italia da cui si stima verranno importati 10 miliardi di Smc/anno. È previsto anche un collegamento con Eastmed (per sfruttare produzioni gas tra Cipro e Israele) da cui si stima di importare ulteriori 10 miliardi di Smc/anno. Le società promotrici del progetto prevedono di svilupparlo in regime di esenzione. Il progetto è in fase autorizzativa (indicata FID a giugno 2026), e la data di entrata in esercizio è prevista al 2030. Il costo di investimento complessivo è stimato in 3 miliardi di euro. Il progetto necessita di interventi di potenziamento in Puglia e lungo la dorsale di importazione da Sud. Nella descrizione del progetto il punto di approdo in Italia è individuato nella zona di Otranto dove è prevista l'installazione della stazione di ricezione e misura (quindi un nuovo punto di entrata). Nella parte descrittiva degli interventi necessari sulla rete italiana, il punto di collegamento indicato tra il gasdotto Poseidon e la rete italiana è

Allegato A

invece quello di Melendugno (punto già esistente di collegamento con il gasdotto TAP).

- c) **Melita Transgas Hydrogen Ready Pipeline** (Interconnect Malta Ltd), gasdotto di collegamento tra Malta e la rete di trasporto italiana presso Gela, che prevede la messa a disposizione di una capacità di esportazione verso Malta di 3 MSmc/g con l'obiettivo di porre fine all'isolamento dell'Isola. Il progetto è in fase autorizzativa (entrata in esercizio prevista per la fine del 2030), e il costo di investimento è stimato in 438 milioni di euro. L'impatto sulla rete italiana è limitato alla realizzazione di un impianto di interconnessione.

6.25 In aggiunta ai progetti di trasporto, sono inoltre riportati i seguenti progetti:

- a) **Terminale di rigassificazione di Porto Empedocle** (Enel), per una capacità complessiva di rigassificazione pari a 8 miliardi Smc/anno, localizzato nell'area industriale all'interno del porto di Porto Empedocle.
- b) **Alfonsine stoccaggio e Fiume Treste Livello F Stoccaggio** (Stogit), per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio.
- c) Progetti di **Impianto di stoccaggio di Gnl e connesso terminale di rigassificazione ubicato nel porto canale di Cagliari** (Sardinia LNG Srl) e **Impianto di stoccaggio, rigassificazione e distribuzione Gnl nel porto di Oristano - Santa Giusta** (IVI Petrolifera).

Stime dell'impatto tariffario

6.26 Ai sensi dei Requisiti minimi, il Piano deve contenere una stima degli impatti tariffari a 5 e a 10 anni derivanti dalla realizzazione degli interventi inclusi nel Piano, tenendo conto delle previsioni circa la domanda e l'offerta di gas naturale, gli scambi con l'estero, e l'utilizzo delle infrastrutture di trasporto.

6.27 Snam Rete Gas dichiara che, al fine di valutare gli impatti tariffari derivanti dalla realizzazione degli interventi inclusi nel Piano, è stata determinata l'incidenza unitaria dei costi complessivi del servizio di trasporto del gas naturale espressa in €/MWh. Per la determinazione della stima dei costi complessivi del servizio di trasporto del gas naturale ha assunto la continuità dei criteri di regolazione tariffaria (incluso il livello del WACC attualmente in vigore). Per i volumi, è stato considerato lo scenario PNIEC Slow con le stime di volume che includono sia la domanda nazionale domestica che le esportazioni. L'incidenza unitaria è stata espressa in termini reali a moneta costante dell'anno 2025.

6.28 Snam conclude che l'impatto tariffario a 5 e 10 anni risulta essere, in termini reali, in linea con l'incidenza attuale, con una sostanziale stabilità dei costi del servizio per i consumatori finali, pari a circa 4 €/MWh, con un *range* fino a circa 5,5 €/MWh nello scenario Policy-GA senza esportazioni.

Confronto con precedenti edizioni del Piano

6.29 Con deliberazione 88/2025/R/GAS, l'Autorità ha espresso le proprie valutazioni sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2023.

Allegato A

- 6.30 Tra i principali interventi esclusi dal Piano 2025, anche in esito alle valutazioni critiche espresse dall’Autorità, si annoverano:
- a) per Snam Rete Gas:
 - i. il progetto di **Potenziamento Export Fase 2**, su cui la valutazione critica riguardava le rilevanti incertezze circa le assunzioni alla base dell’analisi di utilità per il sistema dell’intervento, in particolare le ipotesi circa i flussi in esportazione – presentate con ampi margini di variabilità;
 - ii. le **Centrali di compressione dual fuel di Tarsia, Istrana ed Enna**, su cui erano stati richiesti ulteriori approfondimenti in ragione dei dubbi circa l’utilità marginale di tali interventi;
 - iii. l’**allacciamento FSRU Piombino / Alto Tirreno**, la cui valutazione era stata sospesa nelle more delle future decisioni in merito alla rilocalizzazione della FSRU, ferme restando le criticità sui rilevanti costi di allacciamento e di adeguamento della rete di trasporto, e i potenziali profili di inefficienza;
 - iv. inoltre, non è stato ripresentato il progetto relativo alla **FSRU di Porto Torres**, nell’ambito di una più ampia revisione delle infrastrutture necessarie alla metanizzazione della Regione Sardegna di cui al dPCM 10 settembre 2025;
 - b) per Energie Rete Gas, i metanodotti **Valli di Lanzo e Alta Langa** (ora indicati come sospesi in attesa di gare ATEM) e Garfagnana (ora indicato oltre l’orizzonte di Piano), in ragione della mancata presentazione degli indici per le nuove metanizzazioni, dell’erronea rappresentazione dei costi di distribuzione nelle analisi economiche, e della mancata maturazione delle condizioni per lo sviluppo coordinato della rete di trasporto con quella di distribuzione;
 - c) per Enura: diversi metanodotti, in particolare relativi a quella precedentemente indicata come **Fase 2**, su cui la valutazione critica dell’Autorità si basava sulle analisi di utilità e sugli scenari disponibili;
 - d) per Gasdotti Alpini: il metanodotto **Madruzzo – Arco**;
 - e) per ITG: il metanodotto **Piombino – Isola d’Elba**, valutato negativamente dall’Autorità in ragione della scarsa solidità dell’ACB anche in relazione agli scenari considerati.

7. Processo di consultazione del Piano 2025

Processo di consultazione

- 7.1 La consultazione sul Piano unico 2025 è stata avviata in data 31 ottobre 2025, e si è conclusa il 22 dicembre 2025. Ai fini della consultazione, l’Autorità ha reso disponibile il documento relativo al Piano 2025 e i relativi allegati, nonché i seguenti documenti complementari:

Allegato A

- a) i criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici inclusivi della relativa Appendice informativa;
 - b) il documento di descrizione degli scenari applicati nel Piano 2025, predisposto congiuntamente da Snam e Terna ai sensi di quanto previsto dalla deliberazione 392/2024/R/COM.
- 7.2 In data 19 dicembre 2025, Snam Rete Gas ha reso disponibile una versione rettificata del Piano 2025 e di alcuni relativi Allegati.
- 7.3 Durante la fase di consultazione, il 4 dicembre 2025 è stata organizzata una sessione pubblica di presentazione del Piano, finalizzata a offrire chiarimenti e informazioni aggiuntive ai soggetti interessati.
- 7.4 La consultazione si è conclusa in data 22 dicembre 2025. Alla consultazione hanno partecipato 10 soggetti, di cui 5 associazioni e un insieme di Comuni partecipanti ad un Accordo di Programma.
- 7.5 Il 5 marzo 2026, l'Autorità ha reso disponibili le osservazioni ricevute e il Documento di controdeduzioni elaborato dall'impresa maggiore di trasporto⁵.

Osservazioni ricevute e controdeduzioni di Snam

Osservazioni sul processo di consultazione e sulle modalità di predisposizione del Piano

- 7.6 È stato espresso un generale apprezzamento per l'elevato livello di coinvolgimento degli *stakeholder*. Un'associazione ha richiesto maggiore precisione nella gestione delle domande per la sessione pubblica di presentazione del Piano in modo da non modificarne il significato. Un operatore ha suggerito di dare maggiore visibilità al documento Snam Rete Gas di controdeduzioni alle osservazioni ricevute, mentre un altro operatore ha sottolineato il ruolo dei distributori (DSO) per la redazione del Piano per le loro conoscenze delle zone nelle quali operano.
- 7.7 Sono state chieste stime più dettagliate degli impatti tariffari e più trasparenza/completezza delle informazioni sullo sviluppo dei progetti e sulle stime di spesa (ad es. confronti con Piani precedenti, dettagli su evoluzione dei costi, consuntivi degli ultimi due anni, informazioni su scostamenti dei tempi).
- 7.8 Con riferimento alle suddette osservazioni, Snam Rete Gas ha replicato che le domande per la sessione pubblica sono state raggruppate per tematiche comuni; il testo esteso delle domande e le relative risposte sono state pubblicate sul sito della società. Ha inoltre precisato che il livello di dettaglio dei documenti che compongono il Piano è volto a contemperare l'esigenza di fornire adeguate informazioni con la necessità di operare una sintesi efficacemente rappresentativa di tutta la rete di trasporto italiana. Per quanto riguarda le spese riportate nel Piano, ha precisato che, stante la natura programmatica del documento, sono riportati i costi sia dei progetti FID che di quelli non FID. I costi utilizzati, ai fini della

⁵ Tutti i documenti sono disponibili sulla pagina web <https://www.arera.it/area-operatori/sviluppo-rete-trasporto-gas-naturale/consultazione-piano-decennale-sviluppo-rete-trasporto-relativo-2025>

Allegato A

definizione degli impatti tariffari, sono al netto dei contributi a fondo perduto e dei costi coperti da terzi. Le informazioni sugli scostamenti dei tempi dei principali investimenti rispetto al Piano precedente sono fornite nel Rapporto di Monitoraggio; Snam Rete Gas considererà la possibilità di fornire tali informazioni anche per i progetti non inclusi nel suddetto Rapporto durante la redazione del prossimo Piano. In merito alla rappresentazione della spesa consuntivata nei due anni precedenti la predisposizione del Piano, la società valuterà la possibilità di dar seguito a quanto suggerito nell'ambito della prossima edizione del Piano.

Osservazioni riguardanti le criticità attuali e future del sistema gas

- 7.9 È stato espresso apprezzamento in merito agli interventi presenti nel Piano finalizzati a garantire adeguati livelli di flessibilità e sicurezza nella gestione del servizio, nonché a favorire il trasporto di gas rinnovabili. Sono stati chiesti dei chiarimenti sulle valutazioni economiche del trasporto dell'idrogeno tramite la rete di gasdotti con specifico riferimento alla possibile accelerazione dell'usura delle infrastrutture, nonché dei chiarimenti sull'alimentazione energetica delle centrali di compressione con il fine di valutare il costo complessivo, l'efficienza e l'efficacia dell'intervento. Infine, l'Autorità è stata invitata a commissionare una valutazione economica indipendente degli aspetti segnalati e delle ricadute nel medio termine per gli utenti finali.
- 7.10 Con riferimento alle suddette osservazioni, Snam Rete Gas ha chiarito che le iniziative sulla transizione energetica sono riportate ai soli fini informativi, e che i costi della rete idrogeno non rientrano nell'attività di trasporto del gas naturale. Sul *blending* di idrogeno, ha chiarito che la compatibilità della rete è verificata secondo norme internazionali, con il supporto di enti certificatori, e le analisi indicano che quasi tutta la rete è idonea al trasporto di idrogeno. Per quanto riguarda l'alimentazione delle centrali, ha sottolineato che l'energia necessaria al funzionamento dipenderà dai volumi effettivamente trasportati e dalle tecnologie utilizzate per la compressione.

Osservazioni sull'ammontare di spesa di investimento stimata, e sugli impatti tariffari

- 7.11 È stata evidenziata l'importanza di perseguire gli obiettivi del contenimento dei costi e del massimo livello possibile di efficientamento degli investimenti. A tal proposito, sono state richieste maggiori informazioni sui significativi incrementi di costo registrati per diversi progetti con caratteristiche e perimetro invariati rispetto al Piano precedente nonché sull'aumento degli investimenti in tutte le principali categorie (sviluppo, mantenimento, sicurezza e altro) nel triennio 2025 - 2027.
- 7.12 Sono state inoltre richieste informazioni sugli effetti sul profilo di spesa del rinvio di una quota consistente degli interventi, anche rappresentando distintamente l'impatto tariffario dei soli progetti per i quali la decisione finale di investimento (FID) sia già stata presa. Infine, è stato richiesto di poter avere anche indicazioni sull'evoluzione dei corrispettivi di entrata e uscita.

Allegato A

- 7.13 Snam Rete Gas ha replicato che le stime economiche degli interventi sono formulate in base allo stato di avanzamento delle opere e aggiornate con le migliori informazioni disponibili. Gli scostamenti dai preventivi sono dovuti principalmente a modifiche progettuali richieste in fase autorizzativa, all'andamento del mercato di beni e servizi nelle gare di appalto e alle condizioni operative dei cantieri, comprese variabili climatiche, archeologiche, ambientali, geologiche e amministrative. Le principali variazioni di costo negli investimenti di sviluppo derivano dall'allacciamento del terminale FSRU di Ravenna, dall'anticipo dei progetti di metanizzazione della Sardegna e dall'aumento delle connessioni agli impianti di produzione di biometano. Ulteriori scostamenti sono legati all'aggiornamento delle stime a seguito di affinamenti progettuali e degli esiti delle gare d'appalto. Per gli investimenti di mantenimento e sicurezza, le variazioni sono dovute principalmente ad affinamenti progettuali e risultati delle gare, parzialmente compensati dal rinvio di alcune fasi realizzative, oltre a nuovi interventi per la risoluzione di interferenze, opere idrogeologiche e migliorie impiantistiche sulla rete nel periodo 2025–2027.

Osservazioni in relazione alla Mappatura delle disponibilità di capacità di trasporto e di distribuzione

- 7.14 È stato chiesto di inserire nel Piano la documentazione utile per pianificare le produzioni di biometano nonché delle mappature relative all'evoluzione nel tempo delle capacità di trasporto e di assorbimento. Inoltre, è stato suggerito di rendere disponibili le informazioni sulle capacità attuali e future in formati alternativi alla sola rappresentazione cartografica, che consentano ricerche per sezioni o tratte di rete e riportino valori puntuali; in alternativa, è stato proposto di aumentare il numero di classi di capacità, utilizzando intervalli numerici più ristretti rispetto a quelli attualmente previsti.
- 7.15 Snam Rete Gas ha replicato che le informazioni sulla capacità di immissione del biometano sono presentate nel Piano in forma sintetica e coerente con le sue finalità. Dati più dettagliati sulla possibilità di smaltimento dei volumi immessi, in relazione alla localizzazione dei potenziali impianti, sono disponibili sul Portale Unico di Snam, accessibile gratuitamente.

Osservazioni sull'intervento di sviluppo di Snam Rete Gas relativo al metanodotto Matagiola-Massafra

- 7.16 Quattro associazioni e un'impresa esprimono apprezzamento per l'intervento, funzionale alla ricezione dei volumi aggiuntivi che giungeranno in Italia attraverso il Progetto d'Interesse Comune (PCI) EastMed-Poseidon. Un'impresa esprime perplessità nell'includere i costi dell'intervento nella spesa prevista per il Piano di sviluppo, ritenendo preferibile escludere i costi dei progetti con bassa possibilità di essere intrapresi nel breve termine. Un'associazione richiama l'attenzione sul rischio di sovradimensionamento infrastrutturale dell'intervento e di un suo sottoutilizzo.
- 7.17 Snam Rete Gas ha confermato che il progetto è funzionale a garantire l'incremento della capacità di trasporto dalla Puglia, abilitando nuove infrastrutture di

Allegato A

importazione qualora risultino fisicamente collegate alla rete di trasporto presso Matagiola, ricordando che la decisione finale di investimento è subordinata all'esito positivo del ciclo di capacità incrementale e alla sottoscrizione degli impegni di capacità pluriennali da parte degli utenti. La Società sottolinea altresì che le informazioni sulla rappresentazione degli impatti tariffari sono state elaborate al fine di fornire agli operatori una stima dell'evoluzione dei livelli tariffari in coerenza con la natura programmatica e le finalità del documento di Piano, e che la stima dei singoli corrispettivi annuali anche su base pluriennale può essere effettuata sulla base delle informazioni disponibili nell'ambito della definizione dei criteri tariffari.

Osservazioni sul gruppo di interventi di sviluppo relativo alle Centrali Dual Fuel

- 7.18 È stata espressa preoccupazione per il significativo aumento dei costi d'investimento previsti rispetto ai Piani precedenti e sono stati chiesti dei chiarimenti sugli interventi, in particolare circa il perimetro degli interventi sulle centrali di compressione e della possibile sovrapposizione tra centrali per il trasporto di idrogeno e centrali per il trasporto di gas naturale: le centrali di Tarsia e Enna sembrerebbero infatti rimanere nel Piano ma con riferimento alla Fase 2 di sviluppo della rete di trasporto dell'idrogeno. Inoltre, è stata sottolineata la necessità di rispettare la normativa sulla separazione societaria poiché l'offerta di servizi di flessibilità è soggetta a concorrenza, segnalando l'opportunità che l'offerta di flessibilità sia affidata ad un *Balancing Service Provider* terzo. Infine, un'associazione rileva come tali investimenti si collochino nel percorso della decarbonizzazione e del *sector coupling* tra i settori elettricità e gas, con ricadute positive per flessibilità del sistema e ottimizzazione infrastrutture.
- 7.19 Snam Rete Gas ha chiarito che la variazione dei costi è dovuta principalmente agli aggiornamenti delle attività di ingegneria e dei lavori in esito alle gare di appalto. Per la sola centrale di Terranova è stato modificato il perimetro dell'intervento prevedendo la sostituzione di due turbocompressori invece di uno. Per quanto riguarda le modalità di partecipazione al mercato elettrico, ha evidenziato che saranno definite nel rispetto della normativa vigente. Ha infine ricordato che le centrali *dual fuel* e la dorsale per il trasporto dell'idrogeno sono due interventi indipendenti, e che gli interventi sulle centrali di Enna e Tarsia non sono riconducibili al trasporto idrogeno.

Osservazioni sull'intervento di sviluppo di Snam Rete Gas relativo alla Virtual Pipeline Sardegna e sugli interventi di sviluppo di Enura relativi allo Sviluppo della rete di trasporto in Sardegna

- 7.20 Diversi soggetti hanno formulato osservazioni circa le modalità di erogazione del servizio di collegamento virtuale, per le quali si rimanda integralmente al documento di consultazione 135/2026/R/GAS.
- 7.21 È stato chiesto di dare maggiore trasparenza sul perimetro degli investimenti del Piano e conseguentemente delle stime di impatto tariffario, specialmente per quanto riguarda la stima dei costi relativi all'adeguamento impiantistico del

Allegato A

terminale di rigassificazione di Panigaglia, nonché quelli relativi al servizio di alimentazione dell'area Nord della Sardegna tramite trasporto su gomma.

- 7.22 È stato evidenziato che una parte di sviluppo della rete di Enura è riferita ad aree, nei dintorni di Oristano e Cagliari, ad oggi già dotate del gas naturale in quanto servite dalle reti di distribuzione di Medea e supportate a monte dal servizio di trasporto su gomma di Gnl gestito da Energie Rete Gas. È stato pertanto chiesto di valutare gli interventi proposti in maniera globale, considerando anche le iniziative già realizzate e i relativi costi sostenuti da parte di altri operatori, coordinando tali interventi rispetto alle proposte presentate da Enura.
- 7.23 Si evidenzia inoltre come gli investimenti per la metanizzazione sarebbero destinati prevalentemente a specifiche realtà industriali, in particolare la centrale di Fiumesanto e lo stabilimento Eurallumina nel Sulcis, e come in un contesto di crescente dipendenza dal GNL statunitense e di progressiva riduzione della domanda di gas nel medio-lungo periodo, la realizzazione di nuove infrastrutture di importazione e trasporto in Sardegna rischi di generare *asset* sovradimensionati o sottoutilizzati.
- 7.24 Snam Rete Gas ha confermato che gli interventi previsti da Enura sono stati oggetto di coordinamento con gli altri operatori, e che la Fase 1 di tali interventi prevede di servire la domanda dei settori civile e terziario dei comuni di Oristano e Cagliari e, in seguito, le derivazioni di Rete Regionale a servizio principalmente delle utenze industriali. Ha inoltre sottolineato che la metanizzazione della Sardegna rientra tra gli interventi ritenuti necessari al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), e confermato che la realizzazione della Fase 2 del progetto di Enura è subordinata alla conversione a gas della centrale termoelettrica a carbone di Fiume Santo, i cui costi di conversione non sono considerati nel Piano. Le stime sulle previsioni di domanda alla base degli interventi infrastrutturali sono state effettuate in coerenza con gli obiettivi comunitari e nazionali in materia ambientale nonché di sviluppo dell'Isola.

Osservazioni sugli interventi di sviluppo di Energie Rete Gas e Gasdotti Alpini relativi alla Metanizzazione di nuove aree

- 7.25 È stato manifestato, da parte di specifici soggetti interessati, il sostegno agli interventi relativi a “Metanizzazione del Cilento”, “Metanizzazione della Sardegna”, e “Metanodotto Tanaro - Arroscia - Impero” presentati da Energie Rete Gas.

Osservazioni in relazione agli interventi di sostituzione e sicurezza, e sulla esaustività degli esiti dell'applicazione della metodologia Asset Health

- 7.26 Sono stati richiesti chiarimenti sugli incrementi di spesa per investimenti in mantenimento e sicurezza nel periodo 2025-2027 rispetto a quanto riportato nel Piano 2023.
- 7.27 Snam Rete Gas specifica che le principali variazioni di costo individuate nel periodo 2025-2027 negli investimenti di mantenimento e sicurezza sono dovute

Allegato A

all'aggiornamento delle stime conseguenti agli affinamenti progettuali e agli esiti delle gare d'appalto, al posticipo delle fasi realizzative di alcuni progetti e a nuovi interventi per risoluzione delle interferenze, opere idrogeologiche e migliorie impiantistiche sulla rete di trasporto.

Osservazioni su altri interventi inclusi nel Piano di sviluppo

7.28 È stato richiesto che una quota dei costi relativi ai progetti volti all'incremento della capacità di esportazione dal Nord Italia (come il progetto "Potenziamento Export Fase 1") e al progetto "Linea Adriatica" sia sostenuta anche dai futuri Paesi beneficiari, e che a tal fine sia valutata l'introduzione di ulteriori meccanismi per garantire una corretta allocazione dei costi.

Eventuali ulteriori osservazioni (anche relative alla transizione energetica)

7.29 Un'associazione non ritiene giustificabili gli investimenti relativi alla costruzione e al funzionamento della dorsale italiana e del North Africa H2 Corridor e la loro sostenibilità; ritiene altresì necessarie ulteriori analisi in merito alle infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio di CO₂; ritiene infine necessaria una valutazione indipendente della sostenibilità economica del progetto infrastrutturale relativo al sito di Carbon Capture and Storage (CCS) di Ravenna, alla luce del fatto che, tra le opzioni per la decarbonizzazione, la CCS presenta costi tra i più elevati a fronte di contribuzioni tra le più irrisorie.

7.30 Al riguardo, Snam sottolinea che tali interventi sono riportati nel Piano a soli fini informativi, con tempistiche e costi che non sono oggetto di valutazione. Il progetto relativo alla dorsale per il trasporto di idrogeno è stato sviluppato sulla base della domanda di idrogeno stimata nel DDS 2024, considerando le informazioni relative ai progetti di cui si ha evidenza e le stime contenute all'interno della Strategia Nazionale Idrogeno. In merito alla rete di trasporto della CO₂, la Società conferma che le ipotesi progettuali considerano i fabbisogni espressi dai partecipanti all'indagine sul potenziale mercato del 2024, e che la potenziale domanda e la competitività della CCS sono evidenziate anche in uno studio pubblicato dal MASE nel 2025.

7.31 In merito al progetto "Rete H2 Pugliese" alcuni soggetti ritengono opportuno considerare anche la finalità di abilitare le future importazioni di idrogeno tramite TAP e EastMed-Poseidon portando tali volumi fino alla prevista dorsale idrogeno.

7.32 Snam Rete Gas precisa che tale progetto prevede il *repurposing* di un gasdotto esistente, avente capacità adeguata a trasferimenti a livello regionale, mentre l'eventuale trasporto dei volumi di idrogeno tipicamente previsti da iniziative di importazione richiederebbe nuove infrastrutture la cui definizione è in fase di studio.

7.33 In merito al progetto "Allacciamento FSRU Alto Tirreno", già incluso nei Piani 2023-2032, se ne apprezza la cancellazione a causa dei costi non necessari che avrebbero gravato sui consumatori finali.

Allegato A

8. Verifiche esterne indipendenti

- 8.1 Con la Determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità DINE n. 3/2025, è stato pubblicato l’avviso per manifestazioni di interesse finalizzato all’aggiornamento dell’elenco di esperti verificatori delle attività di pianificazione dello sviluppo delle reti elettriche e di trasporto del gas naturale, con possibilità di presentare candidature entro il 17 novembre 2025. Con successiva Determina DINE n. 1/2026 è stato pubblicato l’elenco degli esperti, e sono stati individuati gli esperti per le attività di verifica indipendente sul Piano 2025.
- 8.2 Sono state effettuate verifiche esterne indipendenti in merito ai seguenti interventi contenuti nel Piano 2025:
- a) il progetto “Metanodotto del Cilento” di Energie Rete Gas;
 - b) gli interventi di sostituzione di metanodotti di Snam Rete Gas;
 - c) il progetto di centrali di compressione *dual fuel* di Snam Rete Gas.
- 8.3 I Rapporti di verifica indipendente sono stati acquisiti dall’Autorità, a valle di una preliminare condivisione con le imprese di trasporto interessate, che hanno avuto la possibilità di formulare controdeduzioni e osservazioni. Degli esiti di tali rapporti si dà conto nelle specifiche valutazioni degli interventi.

Allegato A

PARTE III VALUTAZIONE DEGLI ELEMENTI GENERALI DEL PIANO

9. Coerenza con i Piani europei

- 9.1 Ai sensi dell'articolo 16, comma *6bis*, del decreto legislativo 93/11, l'Autorità è tenuta a verificare la coerenza del Piano con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP), attualmente previsto dall'articolo 26, paragrafo 3, lettera b), del regolamento (UE) 2024/1789 (in precedenza: articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del regolamento (CE) 715/2009).
- 9.2 L'ultimo TYNDP pubblicato è quello relativo al 2024, reso disponibile dall'*European Network Transmission System Operators for Gas* (ENTSOG) in data 18 marzo 2026⁶, sulla base dei dati sui progetti raccolti tra il 2024 e il 2025. Vi possono dunque essere differenze fisiologiche tra i dati dei progetti presentati nei vari documenti di Piano (nazionale ed europeo), in virtù del diverso periodo temporale in cui sono stati redatti.
- 9.3 A parità di perimetro, ossia considerando i soli progetti di rete nazionale, il Piano 2025 risulta sostanzialmente allineato al TYNDP 2024, fatti salvi alcuni disallineamenti sulle tempistiche previste di entrata in esercizio degli interventi, comunque più aggiornate nel Piano 2025 rispetto al TYNDP 2024.
- 9.4 Per quanto riguarda le maggiori discrepanze si segnala la presenza, nel TYNDP 2024, dei seguenti progetti valutati negativamente o con valutazione sospesa dall'Autorità successivamente all'invio dei progetti da parte dei promotori:
- a) **Potenziamento Export Fase 2** (TRA-N 1299) – presente nel Piano 2023, valutato negativamente dall'Autorità ai sensi della deliberazione 88/2025/R/GAS, e non ripresentato nel Piano 2025;
 - b) **Centrali di compressione dual fuel** (TRA-A-607) – presentato nel TYNDP secondo la configurazione prevista nel Piano 2023, sul quale l'Autorità ha richiesto ulteriori approfondimenti con la deliberazione 88/2025/R/GAS, e che è stato ripresentato con modifiche nel Piano 2025;
 - c) **Metanizzazione Sardegna Fase 2** (parte del progetto TRA-N 1194) – presentato nel TYNDP secondo la configurazione prevista nel Piano 2023, valutato negativamente dall'Autorità ai sensi della deliberazione 88/2025/R/GAS, e ripresentato con modifiche nel Piano 2025.
- 9.5 Infine si evidenzia come, rispetto al TYNDP 2024, il Piano 2025 risulta contenere maggiori elementi informativi quali i dati di costo di investimento e costi operativi previsti per i singoli progetti, non sempre riportati nel TYNDP 2024.

⁶ Accessibile dal sito <https://www.entsog.eu/tyndp>.

Allegato A

- 9.6 Per ulteriori commenti di maggior dettaglio sulle discrepanze tra i dati del Piano 2025 e quelli del TYNDP 2024, si rimanda all'Annex I dell'Opinione ACER⁷ di dicembre 2025 resa sulla bozza di TYNDP 2024.

10. Scenari

- 10.1 I requisiti in materia di scenari e loro applicazione ai Piani di sviluppo sono fissati, oltre che dagli aspetti del decreto legislativo 93/11 relativi a una stima ragionevole dell'evoluzione in termini di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi e alla coerenza tra Piano nazionale e Piani europei (TYNDP), dalla deliberazione 392/2024/R/COM. Tale deliberazione include i seguenti principali requisiti:
- a) esplicitazione di criteri e ipotesi utilizzati, inclusa l'evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo ed esportazioni e importazioni di gas naturale per ciascun punto di interconnessione, e i prezzi dei combustibili e della CO₂;
 - b) utilizzo di almeno tre anni studio;
 - c) utilizzo di scenari differenziati e inclusione di uno scenario c.d. *slow economy*;
 - d) analisi della coerenza degli scenari con gli scenari predisposti ai fini dei TYNDP europei e, nel caso siano adottati approcci o ipotesi differenti, giustificazione di tali differenze;
 - e) analisi delle eventuali differenze rispetto alle informazioni e ipotesi definite dall'ultima edizione o aggiornamento del PNIEC;
 - f) segnalazione dei miglioramenti e delle modifiche degli scenari rispetto a quelli utilizzati per il precedente piano di sviluppo.
- 10.2 Il documento di scenari pubblicato dagli ENTSOs per il TYNDP 2024 descrive uno scenario sviluppato per gli anni orizzonte 2030 e 2040 e costruito principalmente a partire dai dati *bottom-up* messi a disposizione dai vari gestori di sistemi di trasporto (*National Trends+* o anche NT+) e 2 scenari per gli anni orizzonte 2040 e 2050 realizzati attraverso un processo *top-down* di simulazione e ottimizzazione a livello europeo (*Distributed Energy* e *Global Ambition*).
- 10.3 Gli scenari di Piano sono riferiti a 3 anni studio (2030, 2035 e 2040) e a più scenari con differenziazioni a seconda dell'anno studio (*PNIEC Slow* e *PNIEC Policy* al 2030, *Distributed Energy Italia*, *Global Ambition Italia* e *PNIEC Slow* al 2035 e al 2040), in linea con i relativi requisiti di cui all'articolo 2, lettere b) e c) della deliberazione 392/2024/R/COM.
- 10.4 Si rileva che, nel DDS 2024 (e nel Piano), non è presente uno scenario PNIEC / *National Trends* (ossia uno scenario che rifletta le ipotesi dei Piani nazionali

⁷ ACER, Opinion n. 13/2025 on ENTSOG's draft Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2024. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER-Opinion-13-2025-ENTSOG-draft-TYNDP-2024.pdf

Allegato A

energia e clima) agli anni studio 2035 e 2040, e non è indicato in modo esplicito il motivo del mancato sviluppo (e quindi mancata applicazione ai fini delle analisi costi benefici) di tale scenario. Nel DDS 2024 è comunque indicato che gli scenari *Distributed Energy* e *Global Ambition* raggiungono gli obiettivi di *policy*, situazione che - sulla base di quanto indicato a livello europeo - potrebbe non applicarsi allo scenario *National Trends*. Inoltre, il DDS 2024 riporta che “*per quanto riguarda l’anno target 2040, il PNIEC specifica che lo scenario energetico al 2040 tiene conto del solo effetto inerziale delle misure incluse per raggiungere i target 2030 non vincolato quindi ai target di neutralità climatica al 2050 e sarà ulteriormente affinato nel corso dei lavori di aggiornamento della Long Term Strategy (LTS)*”. Alla luce di ciò, per il DDS 2024 si è ricercato il miglior compromesso possibile tra il PNIEC stesso e gli scenari elaborati in ambito *ENTSOs*”.

- 10.5 Pertanto, l’Autorità ritiene che, **ai fini del prossimo DDS e del prossimo Piano, debba essere valutata la possibilità di utilizzare uno scenario di *policy* (per gli altri paesi europei, ex *National Trends*) integrato da ipotesi per l’Italia che siano, per quanto possibile, allineate alle indicazioni del PNIEC 2024.**
- 10.6 Rispetto alla coerenza con gli scenari contenuti nel TYNDP di cui all’articolo 2, lettera l), della deliberazione 392/2024/R/COM:
- a) i dati di domanda gas 2040 del TYNDP 2024 di *ENTSOG* (come disponibili nella base dati “*Supply Tool*” di maggio 2024) corrispondono a 331 TWh (*Distributed Energy*) / 339 TWh (*Global Ambition*) / 444 TWh (*National Trends+*), in cui è compresa una domanda/produzione italiana di biometano pari a 74 TWh (*Distributed Energy*) / 96 TWh (*Global Ambition*) / 74 TWh (*National Trends+*);
 - b) i dati di domanda gas 2040 del DDS 2024 e del piano 2025 corrispondono a 35,0 miliardi di Smc (*Distributed Energy Italia+*) / 39,2 miliardi di Smc (*Global Ambition Italia+*) / 49,0 miliardi di Smc (*Pniec Slow*), a cui si somma una domanda di biometano pari a 10,6 miliardi di Smc (*Distributed Energy Italia+*) / 10,6 miliardi di Smc (*Global Ambition Italia+*) / 4,7 miliardi di Smc (*Pniec Slow*); a pag. 79 del Piano si fa riferimento al potere calorifico superiore (10,58 TWh/miliardo di Smc), per cui i dati di domanda gas e biometano corrispondono a 482 TWh (DE-IT+ 2040) / 527 TWh (GA-IT+ 2040) / 568 TWh (PNIEC Slow);
 - c) fra i due scenari comparabili, il confronto dei dati di domanda (Tabella 6) evidenzia che le stime di domanda totale gas e biometano del DDS 2024 sono superiori di circa il 45%-55% rispetto ai corrispondenti scenari del TYNDP (scenario *Distributed Energy* e scenario *Global Ambition*, rispettivamente).

Allegato A

Tabella 6: Confronto tra domanda attesa di gas naturale e biometano al 2040 fra gli scenari TYNDP 2024 e gli scenari Piano 2025

(TWh/anno)

	SCENARI TYNDP 2024		
	Distributed Energy	Global Ambition	National Trends+
Gas naturale	257	243	365
di cui usi finali	203	212	203
di cui termoelettrico	32	11	107
di cui altro	22	20	55
Biometano	74	96	74
Totale	331	339	444

	SCENARI PIANO 2025		
	DE-IT+	GA-IT+	PNIEC slow
Gas naturale	333 / 370	374 / 415	467 / 518
Biometano	101 / 112	101 / 112	44 / 50
Totale	434 / 482	475 / 527	511 / 568

Piano 2025 vs TYNDP 2024	+31% / +46%	+40% / +55%	Scenari non confrontabili
---------------------------------	--------------------	--------------------	----------------------------------

Scenari TYNDP 2024: dataset “Supply tool”. Per gli scenari del Piano 2025, sono stati riportati sia i valori come riportati nel Piano 2025 (conversione a potere calorifico superiore 10,58 TWh/miliardo Sme), sia i valori come riportati nel DDS 2024 (conversione a potere calorifico inferiore).

10.7 Per quanto riguarda la giustificazione di tali differenze:

- il DDS 2024 accenna l’esistenza di differenze tra gli scenari italiani al 2040, DE-IT e GA-IT, che sono allineati rispettivamente alle *storyline* degli scenari ENTSOs *Global Ambition* e *Distributed Energy* del TYNDP 2024, ma con differenze perché la base di partenza (lo scenario PNIEC Policy al 2030) non era disponibile al momento della definizione degli scenari europei;
- l’Allegato 1 del DDS 2024 presenta un confronto tra dati europei e dati nazionali, evidenziando incrementi di domanda gas (incluso biometano) del 30%-40% nei dati nazionali rispetto a quelli europei; tuttavia, i dati in tale Allegato non risultano completamente coerenti con i dati puntuali presentati nel database “Supply Tool” degli ENTSOs, determinando una sottostima degli scostamenti presentati e analizzati nel DDS 2024;
- il Piano 2025 conferma la presenza di differenze in termini di domanda di gas per usi termoelettrici negli scenari confrontabili (con domanda superiore negli scenari Snam - Terna), ma riporta informazioni errate sulla domanda di gas per altri usi, omettendone alcuni scostamenti; inoltre, il Piano giustifica le differenze relative al gas naturale solo come effetto di una maggior produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER) elettriche negli scenari TYNDP rispetto al DDS 2024, effetto che corrisponde solo a una parte degli scostamenti riscontrati.

Allegato A

- 10.8 In relazione, inoltre, alla domanda di idrogeno e biometano:
- a) i dati di domanda idrogeno 2040 del TYNDP 2024 di ENTSOG corrispondono a 90 TWh (*Distributed Energy*) / 127 TWh (*Global Ambition*) / 111 TWh (*National Trends+*); i dati di domanda idrogeno 2040 del piano 2025 corrispondono a 75 TWh (*Distributed Energy Italia +*) / 102 TWh (*Global Ambition Italia +*) / 66 TWh (*Pniec Slow*);
 - b) nel Piano 2025 sono indicate “*valutazioni di maggior dettaglio effettuate in ambito nazionale*” in merito ai gas verdi per ridurre l’intervallo di incertezza tra gli scenari ENTSOs e i corrispondenti scenari riportati nel Piano medesimo, ed è segnalato un maggior sviluppo del biometano e un leggero rallentamento dell’idrogeno verde; non sono presenti motivazioni specifiche per queste due differenze come sarebbe invece previsto dai requisiti della deliberazione 392/2024/R/COM.
- 10.9 Alla luce di quanto sopra, **si ritiene opportuno che il prossimo DDS quantifichi opportunamente le eventuali discrepanze con gli scenari sviluppati in ambito europeo da ENTSO-E ed ENTSOG, e ne riporti con maggiore dettaglio le motivazioni specifiche. Qualora (per effetto dei ritardi che stanno caratterizzando gli scenari TYNDP 2026) le discrepanze non siano completamente identificabili al momento di pubblicazione del DDS 2026, si ritiene che esse potranno essere oggetto di un’apposita integrazione dopo il termine del 30 settembre 2026 fissato dall’articolo 1 della deliberazione 392/2024/R/COM.**
- 10.10 In merito a elementi di confronto con gli scenari contenuti nel PNIEC, di cui alla lettera m) dell’articolo 2 della deliberazione 392/2024/R/COM:
- a) l’effettiva confrontabilità dei dati degli scenari del Piano di sviluppo con i dati del PNIEC è limitata per l’incompleta base informativa nel PNIEC medesimo⁸;
 - b) dalle informazioni sugli scenari PNIEC (in particolare per lo scenario *Policy 2040*) non sono desumibili informazioni in merito alle proiezioni di domanda di gas cd. verdi, rendendo complesso il confronto puntuale sul perimetro di analisi gas + biometano, mentre si può osservare che, in luogo del dato PNIEC di 21,5 Mtep / 250 TWh di consumi energetici finali di gas al 2040 (Tabella 89), la domanda finale di gas italiana comunicata agli ENTSOs nei dati *National Trends+* è invece pari a 282 TWh (dataset Supply Tool);
 - c) peraltro, il DDS 2024 stesso indica che vi è stata la necessità di correttivi rispetto ai dati PNIEC relativi al 2040, che erano ancora preliminari;
 - d) i prezzi del gas e delle quote di emissione di CO₂ sono coerenti con quanto riportato nel PNIEC 2024.

⁸ Questa osservazione peraltro non rileva solo nel caso italiano, ma è già stata segnalata sia da ENTSO-E sia da ACER (si veda ad esempio il position paper di ACER di settembre 2025 sui miglioramenti della legislazione europea sulle reti che raccomanda di “*modificare il Regolamento di Governance [della Energy Union, regolamento (UE) 2018/1999] per migliorare la chiarezza e la completezza dei dati dei piani nazionali energia e clima e la loro idoneità all’uso nello sviluppo degli scenari del TYNDP*”.

Allegato A

- 10.11 In merito al requisito di cui all'articolo 2, lettera n) della delibera 392/2024/R/COM, non sono segnalati miglioramenti o modifiche degli scenari rispetto a quelli utilizzati per il precedente Piano di sviluppo; manca in particolare il confronto con il DDS 2022 in cui i dati di domanda gas 2040 risultano grosso modo allineati a quelli degli scenari *Distributed Energy Italia+* e *Global Ambition Italia+* del DDS 2024, mentre si rilevano circa 9,9 miliardi di metri cubi in meno nello scenario *PNIEC Slow* del DDS 2024 rispetto allo scenario *Late Transition* del DDS 2022. **Si ritiene opportuno che il prossimo DDS contenga un confronto con gli scenari utilizzati nel DDS 2024, con l'evidenza di eventuali miglioramenti e principali modifiche.**
- 10.12 In relazione ai requisiti di coerenza, è inoltre da segnalare che DDS 2024 e Piano 2025 riportano due diverse modalità di conversione per la domanda gas (potere calorifico inferiore e potere calorifico superiore, rispettivamente), rendendo più complessa l'analisi degli scostamenti. **A questo proposito, si ritiene opportuno che entrambi i documenti utilizzino i medesimi criteri di conversione.**
- 10.13 Per quanto riguarda il dettaglio di importazioni ed esportazioni agli specifici punti transfrontalieri di cui alla lettera e) dell'articolo 2 della deliberazione 392/2024/R/COM, si rileva come il Piano non fornisca un adeguato livello di dettaglio, e la lettura dei numeri riportati non sia di immediata comprensione, anche per effetto della doppia indicazione delle esportazioni di gas attese a ciascuna frontiera (cfr. figura 12 e successive del Piano 2025). **Si ritiene opportuno richiedere a Snam Rete Gas di implementare tale requisito in modo più chiaro e trasparente nell'ambito del prossimo DDS e del prossimo Piano.**

11. Trasparenza e completezza delle informazioni

Informazioni sulla spesa prevista e sugli interventi

- 11.1 I dati di spesa complessiva riportati nel documento principale di Piano non sono sempre immediatamente riconciliabili con quelli desumibili dal *database* Excel dei progetti inclusi nel Piano, o dalle schede progetto. In particolare, i dati di spesa complessiva non includono il dettaglio di quanto già speso al 2024, o dell'eventuale spesa al di fuori dell'orizzonte di Piano, ma solo la spesa prevista nel periodo 2025-2034: dunque, non esprimono l'impegno economico complessivo sotteso ai progetti inclusi nel Piano, ma solo l'impegno economico da sostenere nei prossimi 10 anni. Inoltre, in alcuni casi vi sono discrepanze tra le varie fonti di dati.
- 11.2 Successivamente all'invio del Piano da parte dell'impresa maggiore di trasporto, vi sono state diverse interlocuzioni con gli Uffici dell'Autorità finalizzate anche a integrare i dati già trasmessi, specialmente per quanto riguarda quelli in formato tabellare Excel. A questo proposito, è opportuno richiedere alle imprese di trasporto che, a partire dalla redazione del prossimo Piano di sviluppo, **sia garantita la coerenza e la riconciliabilità tra le informazioni, anche di sintesi, contenute nei vari documenti che costituiscono il Piano medesimo, in**

Allegato A

particolare: il documento di Piano, le singole schede progetto degli interventi, il database tabellare dei singoli progetti in formato Excel, e il Rapporto di monitoraggio. Ai fini della riconciliazione, si ritiene opportuno prevedere che nei richiamati documenti siano espressamente individuate, oltre alla spesa da sostenere nell'orizzonte di Piano, anche le eventuali: spese già sostenute, spese da sostenere oltre l'orizzonte di Piano, spese riconducibili al progetto ma sostenute da terzi.

Stima dell'impatto tariffario

- 11.3 Come anche osservato da alcuni soggetti rispondenti alla consultazione, la stima dell'impatto tariffario presentata nel Piano 2025 può essere migliorata sotto diversi profili. Sebbene le assunzioni dichiarate si ritengano sostanzialmente ragionevoli, si osserva che:
- a) non sono esplicitati i diversi elementi che concorrono a determinare l'evoluzione dell'impatto tariffario, in particolare le assunzioni sull'evoluzione dei ricavi riconosciuti e sulla domanda sottostante;
 - b) la scelta di descrivere, nell'ambito del Piano, esclusivamente gli effetti di uno specifico scenario risulta potenzialmente fuorviante, anche considerato che, in altri scenari, il costo unitario espresso in termini reali aumenterebbe significativamente (oltre il 20%).
- 11.4 Stante l'incertezza sugli scenari, l'esplicitazione delle assunzioni sottostanti consentirebbe di comprendere con maggiore chiarezza il contributo dei diversi elementi (in particolare, l'andamento dei ricavi riconosciuti, e l'andamento dei volumi di gas trasportati, funzione sia della domanda di gas sia degli scambi transfrontalieri) che concorrono a determinare l'impatto tariffario. **Si ritiene che tale aspetto debba essere debitamente considerato a partire dalla redazione del prossimo Piano di sviluppo.**
- 11.5 Con riferimento ad alcune osservazioni pervenute nell'ambito della consultazione sulla granularità delle informazioni, si ritiene sufficiente una rappresentazione dell'impatto su base quinquennale come attualmente predisposta nel Piano, anche considerate le intrinseche difficoltà nell'elaborare una stima maggiormente puntuale, e tenuto conto del fatto che la rappresentazione quinquennale consente comunque di avere un'indicazione sull'evoluzione nel tempo dei corrispettivi tariffari. Inoltre, per quanto non si ritenga percorribile una stima puntuale dei singoli corrispettivi per il servizio di trasporto, **si ritiene comunque desiderabile quantomeno una scomposizione dei ricavi riconosciuti tra costi di capitale (da recuperare mediante corrispettivi di capacità) e costi operativi (da recuperare mediante corrispettivo variabile).**
- 11.6 Per quanto riguarda il perimetro degli investimenti da considerare, si ritiene opportuno **dare separata evidenza**, oltre che dell'impatto dei progetti complessivamente inclusi nel Piano, **anche dell'impatto derivante dalla realizzazione del sottoinsieme di progetti per i quali sia già stata assunta la decisione finale di investimento (FID).**

Allegato A

11.7 Si ricorda infine che alcune infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna previste dal dPCM 10 settembre 2025 non risultano espressamente incluse nel Piano 2025: si fa riferimento in particolare al deposito esistente di Higas di Oristano (che potrebbe essere asservito al progetto della FSRU presso Oristano), agli adeguamenti dei terminali di Panigaglia e di OLT, al trasporto del Gnl tramite servizio di navi spola, al trasporto Gnl su gomma, nonché ad eventuali e ulteriori opere strumentali. Per una stima puntuale dei costi associati a tali infrastrutture, e al relativo impatto tariffario sul servizio di trasporto, si rimanda al documento per la consultazione 135/2026/R/GAS. **Si ritiene che, nel prossimo Piano di sviluppo, le stime dell'impatto tariffario debbano essere presentate in modo tale da rendere trasparente il perimetro delle infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna che sono state considerate, anche in funzione delle scelte che saranno adottate in merito alla configurazione infrastrutturale ottimale.**

12. Osservazioni ricevute in sede di consultazione

- 12.1 Con riferimento alle osservazioni ricevute in sede di consultazione:
- a) sui singoli interventi, si rimanda alle valutazioni di cui alla Parte IV;
 - b) sugli scenari, si rimanda al precedente Capitolo 10;
 - c) sul processo di consultazione, sulle modalità di predisposizione del Piano, e sulla trasparenza e accuratezza dei dati e delle informazioni rese disponibili, si rimanda al precedente Capitolo 11;
 - d) sugli interventi di transizione energetica, si rimanda al Capitolo 24;
 - e) sulle modalità di erogazione del servizio di collegamento virtuale per la metanizzazione della Regione Sardegna, si rimanda al documento di consultazione 135/2026/R/GAS.
- 12.2 Sulla richiesta di valutare gli effetti dell'eventuale miscelazione di idrogeno nella rete gas, eventualmente commissionando una valutazione economica indipendente degli aspetti segnalati e delle ricadute nel medio termine per gli utenti finali, si evidenzia come l'opportunità di procedere a più approfondite considerazioni sarà valutata anche in esito all'attribuzione all'Autorità di specifiche competenze in materia di idrogeno.
- 12.3 Con riferimento all'allocazione dei costi delle infrastrutture con rilevanza transfrontaliera, si rileva che ad oggi non risultano attivate iniziative di *Cross-Border Cost Allocation* (CBCA) da parte dei soggetti promotori di tali progetti. A tal proposito, si rileva comunque che la realizzazione di tali infrastrutture consente anche un maggior utilizzo della rete di trasporto italiana, in virtù della quota di gas che verrebbe esportata verso l'estero, e dunque una parte dei costi sarebbe comunque coperta dal pagamento, da parte dei soggetti esportatori, delle tariffe di trasporto ai punti di interconnessione, con una conseguente riduzione dei costi a carico del sistema italiano.

Allegato A

PARTE IV VALUTAZIONE DEGLI INTERVENTI

13. Linea Adriatica (Snam Rete Gas)

- 13.1 L'intervento di sviluppo c.d. Linea Adriatica ha ricevuto valutazione positiva con specifica deliberazione 108/2023/R/GAS, a fronte dell'istanza di valutazione urgente presentata dalla società.
- 13.2 Il costo di investimento complessivo è aumentato rispetto al Piano 2023, da 2,4 a 2,9 miliardi di euro (+460 milioni di euro, +19%). Nello specifico, l'incremento si registra su tutti i progetti dei metanodotti (Sestino-Minerbio +155 milioni di euro, Sulmona-Foligno +153 milioni di euro, Foligno-Sestino +155 milioni di euro), mentre la spesa prevista per la centrale di Sulmona è rimasta sostanzialmente invariata rispetto al Piano precedente. Gli incrementi di costo sono giustificati da Snam Rete Gas come aggiornamento della stima economica a seguito di aggiudicazione dei contratti di appalto e, per quanto riguarda il metanodotto Sestino-Minerbio, anche dalle necessità emerse in fase realizzativa.
- 13.3 In materia di tempistiche, il metanodotto Sulmona-Foligno risulta posticipato di un anno (al 2028) rispetto al precedente Piano, a causa del prolungamento delle tempistiche della gara d'appalto. Gli altri interventi della Linea Adriatica risultano in avanzamento come da programma, con entrata in esercizio prevista entro il 2027.
- 13.4 Dalle informazioni rese nell'ambito del Piano risulta una spesa già sostenuta al 31 dicembre 2024 pari a circa 460 milioni di euro (16% del costo totale). Dalle informazioni rese da Snam Rete Gas nell'ambito della proposta tariffaria per il servizio di trasporto per l'anno 2027 risultano ulteriori investimenti nel 2025 per circa 624,5 milioni di euro e una previsione di spesa di investimento per il 2026 pari a circa 639,5 milioni di euro (con una spesa complessiva al 31 dicembre 2026 pari a 1.714 milioni di euro). Al riguardo, si ricorda che l'intervento in esame beneficia di rilevanti contributi in conto capitale legati al programma *RePowerEU*⁹, integrativo dei Piani nazionali di ripresa e resilienza nazionali, per circa 375 milioni di euro.

14. Centrali di compressione dual fuel (Snam Rete Gas)

Descrizione dell'intervento

- 14.1 Il progetto prevede l'installazione di elettrocompressori, in sostituzione dei turbocompressori più vecchi, nelle centrali di compressione. Il gruppo di

⁹ Cfr. regolamento (UE) 2023/435 del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 febbraio 2023, che modifica il dispositivo per la ripresa e la resilienza di cui al regolamento (UE) 2021/241 inserendo capitoli dedicati al piano REPowerEU.

Allegato A

interventi era già previsto nel precedente Piano, sebbene con caratteristiche differenti: nel Piano 2023 era prevista la sostituzione di 10 centrali, mentre nel Piano 2025 se ne prevede la sostituzione di 7, essendo state escluse quelle di Enna, Tarsia e Istrana (in quanto fuori arco temporale del piano)¹⁰. Gli interventi di sostituzione delle centrali che sono stati riproposti hanno le medesime caratteristiche di quelli descritti nel Piano 2023, ad eccezione della centrale di Terranuova Bracciolini per la quale si prevede, nel Piano 2025, anche la sostituzione di un secondo turbocompressore (Tabella 7).

Tabella 7: Sintesi centrali *dual fuel*

Centrali presenti in Piano 2023	Richiesti approfondimenti 88/2025/R/gas	Ripresentata in Piano 2025
Malborghetto	No	Sì
Messina	No	Sì
Montesano	Sì	Sì
Gallese	Sì	Sì
Terranuova Bracciolini	Sì	Sì, con modifiche
Tarsia	Sì	No
Melizzano	Sì	Sì
Istrana	Sì	No
Enna	Sì	No
Masera	Sì	Sì

14.2 La revisione del progetto da parte di Snam Rete Gas rispetto al Piano precedente è anche conseguente alla valutazione resa dall’Autorità con deliberazione 88/2025/R/GAS, con la quale sono stati richiesti ulteriori approfondimenti, e conseguentemente sospesa la valutazione, su alcune delle centrali previste in sostituzione nel medio-lungo periodo, in particolare quelli per i quali non era stata ancora assunta la decisione finale d’investimento (ossia le centrali *dual fuel* di Montesano, Gallese, Terranuova Bracciolini, Tarsia, Melizzano, Istrana, Enna, Masera), al fine di valutarne la relativa utilità marginale. In particolare, nella deliberazione 88/2025/R/GAS, l’Autorità ha evidenziato la necessità di poter disporre di:

- a) ACB per singola centrale, al fine di procedere ad una valutazione specifica dei benefici, la relativa utilità marginale ed eventualmente prioritizzare gli interventi proposti;
- b) analisi sulle necessità di sostituzione delle centrali *dual fuel*, avvalorando e dettagliando le informazioni anche attraverso specifiche analisi sullo stato di salute degli impianti esistenti elaborate attraverso una specifica metodologia *Asset Health*;
- c) una più chiara rappresentazione del beneficio B4 relativo al costo evitato, presentando gli indici di *performance* economica sia in presenza che in assenza di tale beneficio, al fine di apprezzare la solidità dell’analisi in ogni scenario progettuale;

¹⁰ A queste si aggiunge l’installazione di un elettrocompressore nella centrale di Poggio Renatico, come parte dell’intervento “Potenziamento Export fase 1”.

Allegato A

- d) specifiche analisi che dimostrino che la soluzione *dual fuel* risulti più economica ed efficiente rispetto ad una centrale tradizionale.
- 14.3 La spesa prevista per gli interventi di sviluppo di centrali di compressione *dual fuel* nel Piano 2025 è pari a 1,4 miliardi di euro (+325 milioni di euro, +30% circa rispetto al Piano 2023, a parità di perimetro)¹¹. Come richiesto dall’Autorità, è stata presentata un’ACB per singola centrale e specifiche analisi per confrontare i costi della soluzione *dual fuel* e quella tradizionale a gas a parità di obiettivi, mentre Snam Rete Gas dichiara che non sono ancora complete le valutazioni in merito allo sviluppo di una specifica metodologia *Asset Health* per verificare lo stato di salute degli impianti esistenti.
- 14.4 L’incremento dei costi è riconducibile in particolare alle centrali di Terranuova Bracciolini (+132 milioni di euro, +120%), Masera (+72 milioni di euro, +64%) e Melizzano (+43 milioni di euro, +29%). Per la centrale di Terranuova Bracciolini, la motivazione fornita da Snam Rete Gas risiede nella variazione rispetto al progetto originario. Per Masera e Melizzano, l’aggiornamento della stima economica risulta essere stato effettuato a seguito dei preventivi di connessione, degli esiti dell’ingegneria e degli approfondimenti con i fornitori delle macchine.
- 14.5 Sullo stato di avanzamento, tutti gli interventi risultano in ritardo attribuibile a cause esogene, con entrata in esercizio prevista successivamente al 2030 ad eccezione della centrale di Malborghetto la cui entrata in esercizio è prevista al 2026. Su questa, dalle informazioni rese nell’ambito del Piano risulta una spesa già sostenuta da Snam Rete Gas al 31 dicembre 2024 pari a circa 116 milioni di euro (60% del costo totale). Dalle informazioni rese da Snam Rete Gas nell’ambito della proposta tariffaria per il servizio di trasporto per l’anno 2027, risulta un ulteriore investimento del 2025 pari a circa 34,8 milioni di euro, e una previsione di investimento del 2026 pari a circa 14,1 milioni di euro, per un totale di circa 162,8 milioni di euro al 31 dicembre 2026.
- 14.6 Per la centrale di Messina, si evidenzia che, nonostante sia in fase autorizzativa analogamente ad altre centrali, sono stati aggiudicati i primi contratti per l’approvvigionamento delle macchine e dei materiali, ed è dunque già stata sostenuta una parte della spesa (Snam Rete Gas dichiara una spesa già sostenuta al 31 dicembre 2024 pari a 24 milioni di euro).
- 14.7 Da ultimo, si evidenzia come le due centrali di Gallese e Terranuova Bracciolini, per le quali nel Piano 2023 non risultava essere stata presa la decisione finale di investimento (FID), e su cui l’Autorità aveva richiesto ulteriori approfondimenti in sede di valutazione del Piano 2023, risultano invece con FID nel Piano 2025.

Verifica esterna indipendente

- 14.8 La verifica esterna ha riguardato principalmente la conformità delle analisi svolte da Snam Rete Gas rispetto ai Requisiti minimi per l’ACB; sebbene gli

¹¹ I CAPEX nominali riportati nelle schede progetto includono anche i CAPEX di terzi, ossia gli oneri di allacciamento alla rete in alta tensione sostenuti da Terna. I dati di costo riportati nei paragrafi seguenti includono i CAPEX di terzi.

Allegato A

approfondimenti richiesti dall’Autorità con deliberazione 88/2025/R/GAS fossero limitati agli interventi per i quali non era stata ancora assunta la decisione finale d’investimento, il rapporto ha esteso l’analisi a tutte le centrali *dual fuel* presenti nel Piano, al fine di fornire una valutazione complessiva e consentire confronti tra gli interventi e con il precedente Piano. La verifica ha esaminato la completezza delle informazioni fornite, la metodologia dell’analisi economica, la valutazione di benefici e costi, il trattamento dei rischi e delle incertezze, nonché gli indicatori quantitativi e gli effetti di trasferimento monetario.

14.9 In termini generali, tutti gli interventi mantengono, rispetto al precedente Piano, obiettivi di efficienza energetica, riduzione delle emissioni, e supporto al sistema elettrico. La metodologia per la stima dei costi e dei benefici risulta implementata correttamente, e gli indicatori economici sono generalmente positivi. Sulla stima dei costi di investimento, mediamente aumentati rispetto al Piano precedente, la verifica esterna indipendente da parte dell’Esperto rileva che:

- a) i costi unitari variano sensibilmente da centrale a centrale, dal momento che incidono fortemente fattori legati alle specificità dei singoli progetti, sia in termini di iter autorizzativi, prescrizioni ambientali, opere civili, sia in termini progettuali, ivi incluse le caratteristiche degli allacciamenti alla rete elettrica;
- b) una quota significativa dell’aumento dei costi è attribuita al ricalcolo degli interessi passivi durante la costruzione (IPCO), conseguente alla posticipazione degli interventi, e alle *contingency*; considerato che le *contingency* dovrebbero generalmente ridursi con l’avanzamento della progettazione, sarebbe opportuno esplicitarne separatamente l’incidenza e fornire maggiori dettagli sulle specifiche complessità realizzative o sugli eventi imprevisti eventualmente emersi in corso d’opera, al fine di verificare che gli incrementi di costo siano effettivamente riconducibili a fattori esogeni;
- c) l’analisi comparativa di progetti internazionali di elettrificazione e conversione *dual fuel* delle centrali di compressione del gas conferma che l’impiego di compressori elettrici è una tendenza consolidata a livello globale; tuttavia, emerge anche una forte variabilità dei costi di investimento, influenzata dalle specificità tecniche dei progetti, dalle caratteristiche territoriali, dalle infrastrutture elettriche disponibili e dai contesti regolatori nazionali; ciò non consente di individuare *benchmark* di costo affidabili e direttamente confrontabili;
- d) in termini generali, la stima dei costi è soggetta a grande aleatorietà e variabilità nel tempo, in funzione delle fasi del progetto, e quindi della fase del ciclo di preventivazione dei costi; sarebbe quindi opportuno esplicitare chiaramente, per ogni singolo progetto, anche il grado di maturità della stima.

14.10 Per quanto riguarda i costi operativi, l’Esperto ritiene opportuno esplicitare che:

- a) nel computo dei costi e degli indicatori economici dell’ACB non è stato inserito il valore degli OPEX dei turbocompressori, in quanto il differenziale è stato inserito nel computo del B4;
- b) nelle schede di progetto è rappresentato un differenziale e non il valore assoluto degli OPEX, da cui discendono i valori negativi o nulli.

Allegato A

- 14.11 Sulla stima dei benefici, l'Esperto rileva come una parte consistente di questi sia relativa al beneficio B4 di costo evitato di realizzazione di una centrale di tipo tradizionale (a gas), e come anche questo parametro sia incrementato in modo significativo rispetto al Piano precedente. I costi unitari utilizzati da Snam Rete Gas risultano mediamente superiori ai valori medi riportati in un recente studio ACER¹²; tuttavia, rileva anche che i dati ACER si basano su un campione limitato e riguardano principalmente macchine di maggiore taglia (circa 25 MW), mentre gli interventi in esame prevedono turbocompressori da 12 MW, per i quali il costo unitario non è direttamente proporzionale alla potenza installata a causa della presenza di costi fissi.
- 14.12 Sul trattamento dei rischi e delle incertezze:
- le variabili maggiormente critiche sono i costi degli interventi e l'anno di entrata in esercizio; i risultati evidenziano una particolare sensibilità di alcuni interventi ai costi di investimento e di esercizio, in particolare le centrali di Malborghetto e Masera; l'anno di entrata in esercizio risulta invece una variabile critica per tutte le centrali e in tutti gli scenari analizzati, ma in particolare per Malborghetto e Masera;
 - nel complesso l'analisi conferma l'importanza di contenere sia la crescita dei costi sia i ritardi realizzativi, al fine di preservare la sostenibilità economica degli interventi;
 - viene inoltre raccomandato di ampliare le analisi di sensitività, al fine di individuare in anticipo le variabili più critiche e ridurre il rischio di significative revisioni dei costi in fase realizzativa; in particolare, si suggerisce di tener conto delle incertezze legate al contesto regolatorio e normativo e delle procedure di *permitting*, alla catena di fornitura, alla volatilità dei prezzi delle *commodity*, e al grado di complessità ingegneristica e progettuale.
- 14.13 In merito alla prioritizzazione degli interventi, sebbene alcune motivazioni siano desumibili anche dai dettagli sullo stato di avanzamento dei progetti e dalle precisazioni riportate nel Piano, l'Esperto ritiene comunque opportuno motivare più chiaramente l'ordine di priorità degli interventi, anche sulla base delle analisi dei valori degli indicatori sintetici di *performance* economica.

Valutazioni dell'Autorità

- 14.14 In termini generali, si concorda con le conclusioni della verifica esterna indipendente, in particolar modo per quanto riguarda la **necessità di poter disporre di stime di costo più attendibili, e di prevedere una prioritizzazione degli interventi con indicazione delle motivazioni.**
- 14.15 Con riferimento alle stime di costo, si condivide la necessità di esplicitare, per ogni singolo progetto, il grado di maturità della stima. Si condivide inoltre la proposta di dettagliare separatamente l'incidenza degli interessi passivi in corso d'opera e delle *contingency*, e di fornire maggiori dettagli sulle specifiche

¹² ACER 2026, Report on [Energy infrastructure unit investment cost \(UIC\) indicators](#).

Allegato A

complessità realizzative o sugli eventi imprevisi eventualmente emersi in corso d'opera, ciò anche al fine di poter comprendere gli effetti di eventuali ritardi sui costi di investimento.

- 14.16 Inoltre, **si ritiene prioritario poter disporre di una specifica metodologia *Asset Health* per verificare lo stato di salute degli impianti esistenti**, anche al fine di comprendere le necessità di intervento di sostituzione delle diverse centrali di compressione. In assenza di tale metodologia, non risulta possibile esprimere una valutazione definitiva sugli interventi di sostituzione, anche in merito alla loro prioritizzazione, specialmente per quelli per i quali le analisi economiche risultano meno robuste e maggiormente esposte a variabilità.
- 14.17 **Si ritiene pertanto opportuno sospendere la valutazione delle centrali di Terranuova Bracciolini, Melizzano, Masera, e Montesano, nelle more di ulteriori approfondimenti, in particolare connessi alla valutazione dello stato di salute degli impianti esistenti anche sulla base di una specifica metodologia *Asset Health*.**
- 14.18 **Si segnala inoltre che l'intervento della centrale di Masera presenta diversi profili di criticità, e debba pertanto essere valutato con particolare attenzione.**

Tabella 8: Sintesi interventi centrali *dual fuel*

	Richiesti approfondimenti 88/2025/R/gas	Entrata in esercizio	Stato avanzamento	Sensibilità	VAN M€ (con / senza B4)	B/C (con / senza B4)	Priorità nel Piano 2025	Valutazione
Malborghetto	No	2026	In costruzione	A costi e data entrata in esercizio	171 / -8	2,0 / 1,0	-	
Messina	No	2030	In fase di autorizzazione		593 / 468	6,4 / 5,2	1	
Gallese	Si, ma risulta presa FID	2030	In fase di autorizzazione		546 / 440	5,9 / 5,0	1	
Terranuova Bracciolini	Si, ma risulta presa FID	2031	In fase di autorizzazione		366 / 207	3,3 / 2,3	2	Sospesa
Melizzano	Si	2033	Pianificata		251 / 139	3,2 / 2,2	3	Sospesa
Masera	Si	2033	Pianificata	A costi e data entrata in esercizio	75 / -31	1,7 / 0,7	4	Sospesa
Montesano	Si	2035	Pianificata		426 / 356	4,4 / 3,8	5	Sospesa

15. Matagiola-Massafra “prima fase” (Snam Rete Gas)

- 15.1 Il progetto era già proposto nei precedenti Piani decennali, e ha la finalità di aumentare la capacità di ingresso al punto di interconnessione di Melendugno (Puglia) con il gasdotto TAP, funzionale all'espansione della capacità di trasporto del gasdotto TAP.

Allegato A

- 15.2 In sede di valutazione del Piano 2023, l’Autorità aveva già espresso una valutazione negativa sul progetto, in ragione degli esiti di mancato interesse nelle procedure di capacità incrementale. Ogni due anni, infatti, TAP e Snam Rete Gas avviano una procedura per verificare l’interesse del mercato ad incrementare la capacità di trasporto presso il suddetto punto¹³. L’attuale capacità esistente in ingresso al punto di interconnessione di Melendugno eccede quella in uscita del gasdotto TAP; pertanto, eventuali sviluppi del TAP fino a circa 45 MSmc/g complessivi non richiedono interventi sulla rete nazionale. Oltre la suddetta soglia, e in particolare qualora il livello di espansione del TAP dovesse raggiungere i 57 MSmc/g (ossia raddoppiare rispetto alla capacità attualmente disponibile), sarebbe invece necessario potenziare la linea Matagiola-Massafra.
- 15.3 I dati di progetto sono in linea con le informazioni presentate da Snam Rete Gas nel documento relativo alla preparazione della fase vincolante della procedura incrementale avviata nel 2023 (approvato dall’Autorità con la deliberazione 388/2025/R/GAS).
- 15.4 Rispetto a quanto indicato nel Piano 2023, il progetto risulta modificato nella sua estensione (+10 km), assumendo la denominazione Matagiola-Francavilla. Nella descrizione del progetto si riporta quanto segue “*La realizzazione del progetto è subordinata al perfezionamento di richieste vincolanti di capacità incrementale in esenzione o in regime regolato sul PdE di Melendugno o su eventuali PdE di nuova realizzazione in Puglia*”. A tal proposito si segnala che la capacità di espansione sul TAP è esclusivamente di natura regolata, non risultano richieste (ancora valide) di esenzione per nuovi punti in Puglia.
- 15.5 Con riferimento ai costi, il progetto risulta caratterizzato da un incremento pari a circa 81 milioni di euro (+28%) rispetto al Piano 2023, la cui motivazione indicata da Snam Rete Gas risiede nell’aggiornamento del costo a seguito della revisione del progetto.
- 15.6 Il progetto risulta in fase di autorizzazione, e non risultano spese già sostenute se non di entità marginale.
- 15.7 La procedura di capacità incrementale per il punto di Melendugno, avviata da Snam Rete Gas il 3 luglio 2023 in collaborazione con TAP, si è conclusa il 21 dicembre 2025, senza alcuna capacità allocata. In data 7 luglio 2025 è stata avviata una nuova procedura di capacità incrementale¹⁴, la cui conclusione è prevista tra febbraio e marzo 2027.

¹³ In estrema sintesi, la procedura di capacità incrementale attualmente prevista dal regolamento (UE) 2017/459 (c.d. regolamento CAM) prevede una fase c.d. “non vincolante” ed una fase “vincolante”. Nella fase “non vincolante” (che di norma parte in corrispondenza delle aste annuali di capacità annua degli anni dispari) vengono raccolte e valutate eventuali indicazioni non vincolanti di domanda di mercato relativamente alla realizzazione di capacità incrementale. Nella fase “vincolante” la capacità incrementale viene offerta (insieme con la capacità esistente) per raccogliere impegni vincolanti e verificare così la sostenibilità economica del progetto.

¹⁴ Per maggiori informazioni <https://www.snam.it/it/i-nostri-business/trasporto/informazioni-commerciali/incremento-capacita-trasporto-2025.html>

Allegato A

15.8 Alla luce di quanto sopra, si ritiene che non ci siano, al momento, elementi di novità per modificare la valutazione negativa già espressa dall’Autorità per il precedente Piano. Qualora l’intervento fosse ripresentato in un futuro Piano di sviluppo, si ritiene opportuno richiedere a Snam Rete Gas chiarimenti circa la denominazione del progetto (“Prima fase”) e le eventuali necessità di realizzazione di tratti di rete ulteriori rispetto al metanodotto Matagiola-Francavilla, come parte del più ampio progetto “Matagiola-Massafra”.

16. Potenziamento Export - Fase 1 (Snam Rete Gas)

- 16.1 Il progetto di Potenziamento export era già presente nel Piano 2023, e si componeva di due fasi (Fase 1 e Fase 2). La Fase 1, il cui completamento è previsto nel 2026, ha l’obiettivo di incrementare la capacità di trasporto verso l’Austria in corrispondenza del punto di uscita di Tarvisio (da 18 MSmc/g a 40 MSmc/g, mantenendo invariata la capacità di esportazione contemporanea dai punti di uscita di Passo Gries e Tarvisio pari a 40 MSmc/g) ed è stata valutata positivamente dall’Autorità, anche a seguito di verifica dell’intervento da parte di un esperto indipendente; la Fase 2 ha invece ricevuto una valutazione negativa dall’Autorità, e il relativo progetto non è stato ripresentato nel Piano 2025.
- 16.2 Il progetto relativo alla Fase 1 prevede l’installazione di un elettrocompressore da 15 MW (che si aggiunge ai turbocompressori esistenti) per una potenza totale installata pari a 60 MW (dagli attuali 45 MW) +25 MW di scorta; il progetto comprende anche alcuni interventi minori, già completati, necessari a permettere l’inversione del flusso nella centrale di compressione di Malborghetto.
- 16.3 I costi del progetto sono aumentati (da 103 a 118 milioni di euro¹⁵) per un aggiornamento della stima economica a seguito dell’aggiudicazione dei contratti di appalto.
- 16.4 L’intervento di potenziamento della centrale di Poggio Renatico è previsto in completamento nel 2026. Dalle informazioni rese nell’ambito del Piano risulta una spesa già sostenuta al 31 dicembre 2024 pari a circa 39 milioni di euro (35% del costo totale). Dalle informazioni rese da Snam Rete Gas nell’ambito della proposta tariffaria per il servizio di trasporto per l’anno 2027 risultano ulteriori investimenti già sostenuti nel 2025 pari a circa 30,1 milioni di euro, e una previsione di spesa di investimento per il 2026 pari a circa 28,9 milioni di euro, per un totale di circa 97,6 milioni di euro al 31 dicembre 2026.

¹⁵ Dei 118 milioni di euro, circa 3 milioni di euro fanno riferimento a CAPEX sostenuti da terzi.

Allegato A

17. Provincia autonoma di Trento (Gasdotti Alpini)

Descrizione dell'intervento

- 17.1 Gli interventi di Gasdotti Alpini prevedono la costruzione *ex novo* di diverse condotte a servizio della metanizzazione della parte occidentale del Trentino, anche in Comuni ad oggi non metanizzati (Val di Sole, Alta val di Non, Val Rendena, Valli Giudicarie Esteriori). Il Piano prevede un'infrastruttura a semi-anello funzionale non solo all'estensione del servizio in Comuni ad oggi non serviti dal gas naturale, ma anche a garantire continuità e sicurezza del servizio.
- 17.2 Rispetto a tali interventi, in sede di valutazione del Piano 2023 l'Autorità aveva espresso valutazione positiva, fatti salvi eventuali elementi ulteriori e criticità che fossero emersi nell'ambito dei successivi Piani, anche in relazione al coordinamento tra sviluppi di trasporto e di distribuzione. Era stato richiesto al gestore, in particolare, di fornire maggiore evidenza di tali aspetti di coordinamento, anche tenendo conto dell'avanzamento della procedura di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale. A tal proposito, nel Piano 2025 la società dichiara che *“Non è stato possibile formalizzare tale coordinamento in quanto risultano ancora in corso le attività di valutazione delle offerte per l'individuazione del gestore della distribuzione del gas naturale nell'Ambito Unico Provinciale Trentino; ad oggi la conclusione della procedura di gara risulta sia stata prorogata al 30 settembre 2025”*.
- 17.3 Da quanto ricostruibile da informazioni pubblicamente disponibili, a gennaio 2026 l'Agenzia Provinciale per gli Appalti e Contratti (APAC) della Provincia Autonoma di Trento ha aggiudicato a Novareti, società controllata da Dolomiti Energia Holding, la gara per la gestione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'Ambito Unico Provinciale di Trento.
- 17.4 Nel complesso, il progetto non ha subito modificazioni sostanziali rispetto al precedente Piano (ad eccezione dell'esclusione dal Piano 2025 del tratto “Madruzzo-Arco”, presente nel Piano 2023). Ciononostante, il costo di investimento è incrementato rispetto al Piano precedente: gli interventi prevedono attualmente una spesa di 139 milioni di euro nell'orizzonte di Piano 2025-2034 (+40 milioni di euro rispetto alla spesa prevista nel Piano 2023).
- 17.5 La società dichiara che tale incremento è dovuto all'aggiornamento dei costi derivanti dall'adeguamento dei costi unitari ai nuovi prezziari nonché dalla revisione progettuale di alcune tratte.
- 17.6 Per quanto riguarda gli indici per le nuove metanizzazioni, la società dichiara un indice di capacità minima di trasporto nei punti di riconsegna pari a 0,96 Smc/g/km, e un Indice di costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna di 790,48 €/Smc/g.

Valutazione dell'Autorità

- 17.7 **Alla luce di quanto sopra, e in particolare in ragione dell'effettivo avanzamento della procedura di gara per l'affidamento del servizio di**

Allegato A

distribuzione del gas naturale, si ritiene che non vi siano, al momento, elementi di novità per modificare la valutazione positiva già espressa dall’Autorità per il precedente Piano.

17.8 Ai sensi dei Requisiti minimi, la Società è comunque tenuta a presentare l’ACB anche nel prossimo Piano, monitorando l’evoluzione della domanda e verificando periodicamente la permanenza delle condizioni di convenienza.

18. Sviluppi in Piemonte, Liguria, Valle d’Aosta e Toscana (Energie Rete Gas)

Descrizione degli interventi

18.1 Nel Piano 2023, Energie aveva presentato diversi progetti di metanizzazione di nuove aree nelle regioni Piemonte, Liguria, Valle d’Aosta e Toscana. Di questi, i metanodotti **Valli di Lanzo, Alta Langa, Tanaro – Arroscia – Impero, Valsesia, Valli Neva e Pennavaira, e Garfagnana**, erano stati valutati negativamente dall’Autorità, principalmente in ragione della mancata presentazione degli indici per le nuove metanizzazioni, dell’erronea rappresentazione dei costi di distribuzione nelle analisi economiche, e della mancata maturazione delle condizioni per lo sviluppo coordinato della rete di trasporto con quella di distribuzione.

18.2 Tra i progetti valutati negativamente, i metanodotti **Valli di Lanzo e Alta Langa** non sono stati ripresentati nel Piano 2025, e sono dichiarati sospesi in attesa di sviluppi delle gare ATEM. Il metanodotto **Garfagnana** è stato formalmente mantenuto nel Piano, ma pianificato oltre l’orizzonte temporale di Piano (dunque, di fatto, non oggetto di valutazione da parte dell’Autorità).

18.3 Per quanto riguarda gli altri progetti valutati negativamente:

- a) **Tanaro – Arroscia – Impero**: la società dichiara che l’ATEM (Cuneo 2 e Imperia) ha già dato la propria manifestazione d’interesse; il progetto risulta caratterizzato da un significativo incremento di costi (+100 milioni di euro, +287%);
- b) **Valsesia**: la società dichiara che la gara ATEM (Vercelli) non è al momento stata assegnata, e di essersi coordinata con comunità montana, comuni interessati dalla metanizzazione e comune capofila della gara ATEM per poter metanizzare le aree e, contestualmente, procedere alla conversione delle locali reti a GPL; il progetto risulta caratterizzato da un significativo incremento di costi (+57 milioni di euro, +212%);
- c) **Valli Neva e Pennavaira**: la società dichiara che, a seguito delle difficoltà nello sviluppo della gara ATEM (Savona 1) e della contestuale richiesta del territorio per lo sviluppo dell’infrastruttura, il progetto è stato rivisto riducendo la lunghezza del metanodotto, interessando così solo due comuni e un’utenza industriale che richiede sin da subito il collegamento al gas metano; poiché il costo complessivo è inferiore a 5 milioni di euro, non si rende più necessaria la predisposizione dell’ACB.

Allegato A

- 18.4 Per quanto riguarda i progetti per cui l’Autorità non aveva espresso una valutazione critica:
- a) **Pollein – Pila – Valdigne**: risulta sostanzialmente allineato a quanto riportato nel Piano precedente;
 - b) **Pont Saint Martin – Gressoney**: risulta caratterizzato da un significativo incremento di costi (+36 milioni di euro, +94%);
 - c) **Verrès – Ayas**: risulta caratterizzato da un significativo incremento di costi (+20 milioni di euro, +75%).
- 18.5 Infine, si segnala che l’intervento **Estensione Antey - Torgnon** non è stato ripresentato nel Piano in quanto risulta essere entrato in esercizio nel 2025.
- 18.6 Sugli incrementi di costo:
- a) **Verrès – Ayas, Valsesia, e Pont Saint Martin-Gressoney**: la società dichiara che i costi per la realizzazione dell’opera sono stati calcolati ai sensi dei criteri applicativi dell’ACB, e che in base ai computi realizzati dalla società e ad esperienze pregresse in territori simili si prevede che l’appalto dell’opera avverrà a costi minori;
 - b) **Tanaro – Arroscia – Impero**: la società dichiara che i costi sono allineanti a quanto presentato nelle precedenti versioni dei Piani decennali, e che eventuali modifiche sono dovute all’aggiornamento dei prezzari di riferimento;
 - c) sul punto, si veda il successivo Capitolo 23.
- 18.7 Sulle tempistiche, tutti gli interventi risultano in ritardo rispetto a quanto previsto al precedente Piano:
- a) **Pollein – Pila – Valdigne**: l’entrata in esercizio era prevista al 2025, mentre ora risulta al 2027; la società non dichiara le ragioni di tale modifica; da investimenti proposta tariffaria è previsto entrare in esercizio entro il 2026;
 - b) **Verrès – Ayas e Pont Saint Martin – Gressoney**: l’entrata in esercizio era prevista al 2027, mentre ora risulta al 2029; la società dichiara che il ritardo è riconducibile alle tempistiche con cui l’Autorità ha approvato tali interventi in sede di valutazione del Piano, e alla necessità di attendere tale valutazione prima di procedere con le procedure di appalto;
 - c) **Valsesia**: l’entrata in esercizio era prevista al 2028, mentre ora risulta al 2029; la società dichiara che lo stato di avanzamento rispetto al precedente Piano è “come previsto”;
 - d) **Tanaro – Arroscia – Impero**: l’entrata in esercizio era prevista al 2028, mentre ora risulta al 2032; la società dichiara che lo stato di avanzamento rispetto al precedente Piano è “come previsto”.
- 18.8 Per il metanodotto **Pollein – Pila – Valdigne**, dalle informazioni rese nell’ambito del Piano risulta una spesa già sostenuta al 31 dicembre 2024 pari a circa 21 milioni di euro (78% del costo totale). Dalle informazioni rese da Energie Rete Gas nell’ambito della proposta tariffaria per il servizio di trasporto per l’anno 2027 risulta un investimento sostenuto nel 2025 pari a circa 5 milioni di euro, e una

Allegato A

previsione di spesa di investimento per il 2026 pari a circa 4,6 milioni di euro (con una spesa complessiva al 31 dicembre 2026 pari a 28,6 milioni di euro)¹⁶.

- 18.9 Per gli altri interventi, dal rapporto di monitoraggio del Piano non risultano spese significative già sostenute. Dalle informazioni rese nell'ambito della proposta tariffaria del servizio di trasporto per l'anno 2027 risulta in particolare una spesa di investimento già sostenuta al 2026 pari a circa 4,4 milioni di euro per **Verrès – Ayas**, e di 4,6 milioni di euro per **Pont Saint Martin – Gressoney**, pari rispettivamente al 10% e al 6% del costo di investimento stimato.
- 18.10 Tutti gli interventi proposti risultano rispettare gli indici per le nuove metanizzazioni (Tabella 9).

Tabella 9: Indici per le nuove metanizzazioni – Interventi di Energie Rete Gas

	Indice capacità minima di trasporto Soglia minima: 0,3 Smc/g/m	Indice di costo per unità di capacità di trasporto Soglia massima: 3.054 €/Smc/g
Verrès - Ayas	4	364
Valsesia	1	1.203
Tanaro Arroscia Impero	1	1.853
Pont Saint Martin - Gressoney	1,8	386
Pollein-Pila-Valdigne	n.a.	n.a.

Indici come calcolati dalla società.

L'indice di costo per unità di capacità di trasporto è stato calcolato sulla base del CAPEX espresso in termini reali

- 18.11 Sugli elementi informativi comprovanti il coordinamento degli sviluppi della rete di trasporto con quelli delle reti di distribuzione (Tabella 10):
- Tanaro – Arroscia – Impero:** il metanodotto è nel territorio delle provincie di Imperia e Cuneo e si sviluppa all'interno degli ATEM Cuneo 2 e Imperia; la Società dichiara che, a partire dall'anno 2019, il Comune di Imperia, in qualità di Ente capofila della gara ATEM, ha comunicato manifestazione di interessi per inserire i Comuni coinvolti dal metanodotto fra le condizioni minime di sviluppo della gara ATEM; i Comuni di Imperia e di Cuneo sono gli Enti indicati per l'effettuazione della gara d'ambito degli ATEM; la gara per l'ATEM Cuneo 2 si trova nella fase di valutazione delle offerte tecniche e di gara da parte della commissione giudicatrice; la gara per l'assegnazione della concessione del gas nell'ATEM Imperia è stata bandita (bando pubblicato a dicembre 2025) e al momento si trova nella fase di presentazione delle offerte, con una nuova scadenza fissata al 23 ottobre 2026;
 - Valsesia:** la società dichiara di essere in contatto con l'Unione Montana locale in rappresentanza dei singoli comuni coinvolti e con il Comune di

¹⁶ La differenza tra il dato del Piano di sviluppo e quello della proposta tariffaria è anche riconducibile alla riduzione del livello tariffario degli incrementi patrimoniali del metanodotto Pollein – Pila – Valdigne disposto dall'Autorità in esito alla determinazione DSAI/34/2024/GAS in materia violazioni della regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale.

Allegato A

Vercelli in qualità di comune capofila dell'ATEM; nel mese di giugno 2025 il Comune di Vercelli, a seguito di richiesta dell'Unione Montana, ha inviato comunicazione per la metanizzazione dei territori contestualmente alle procedure di gara coordinando così le due iniziative; la gara per l'assegnazione della concessione nell'ATEM non risulta ancora bandita;

- c) **Valli Neva e Pennavaira**: il metanodotto è situato nel territorio della Provincia di Savona e si sviluppa all'interno dell'ATEM Savona 1; la società dichiara che, alla data di presentazione del Piano, la gara non risulta ancora bandita; il bando di gara è stato pubblicato in data 29 dicembre 2025, e rimarrà aperto fino al 29 giugno 2026.

Tabella 10: Coordinamento con sviluppi distribuzione – Interventi di Energie Rete Gas

Tanaro – Arroscia – Impero	Cuneo 2: fase di valutazione delle offerte Imperia: gara aperta fino a 23 ottobre 2026
Valsesia	Vercelli: gara non ancora bandita
Valli Neva e Pennavaira	Savona 1: gara aperta fino a 29 giugno 2026

18.12 Sull'analisi della convenienza dell'intervento di metanizzazione rispetto a possibili soluzioni alternative riconducibili ad altri vettori energetici, per i metanodotti **Tanaro – Arroscia – Impero** e **Valsesia** la Società dichiara che i vettori energetici ad oggi presenti hanno maggiori costi di fornitura e maggiori emissioni negative e che, data la conformità del territorio e le sue condizioni meteorologiche non risulta possibile usare altri vettori energetici che possano garantire la stessa sicurezza e continuità di approvvigionamento garantita dal gas metano trasportato e distribuito per mezzo di reti canalizzate. Gli scenari controfattuali prevedono la metanizzazione per mezzo di carri bombolai e, sebbene riducano i costi di investimento, prevedono maggiori costi operativi per affitto, gestione e mantenimento in sicurezza dei carri bombolai, rendendo tali scenari peggiorativi rispetto alla presenza del metanodotto (Tabella 11). Per **Valli Neva e Pennavaira**, l'analisi non è stata presentata in quanto al di sotto della soglia per l'ACB.

Tabella 11: Esiti ACB alternativa – Interventi di Energie Rete Gas

	ACB metanizzazione		ACB scenario alternativo (carri bombolai)	
	VAN	B/C	VAN	B/C
Tanaro – Arroscia – Impero	64,9	1,6	34,2	1,2
Valsesia	77,5	1,8	55,8	1,5

Allegato A

Valutazioni dell'Autorità

- 18.13 Per il metanodotto **Valsesia**, non risultano tuttora maturate le condizioni per lo sviluppo coordinato della rete di trasporto con quella di distribuzione in quanto la gara per l'ATEM Vercelli non è ancora stata bandita.
- 18.14 Per i metanodotti **Tanaro – Arroscia – Impero** e **Valli Neva e Pennavaira**, non risultano tuttora pienamente maturate le condizioni per lo sviluppo coordinato della rete di trasporto con quella di distribuzione, in quanto le gare degli ATEM coinvolti sono state bandite ma non ancora assegnate.
- 18.15 Per quanto riguarda gli incrementi nelle stime di costo, si rimanda al Capitolo 23.
- 18.16 In ragione di quanto sopra, l'Autorità ritiene opportuno:**
- valutare negativamente l'intervento relativo al metanodotto Valsesia, in ragione del mancato coordinamento con gli sviluppi delle reti di distribuzione;**
 - sospendere la valutazione degli interventi relativi ai metanodotti Valli Neva e Pennavaira, e Tanaro – Arroscia – Impero, in ragione delle procedure per l'affidamento del servizio di distribuzione tuttora in corso.**

Tabella 12: Sintesi delle valutazioni sugli interventi di Energie Rete Gas in Piemonte, Liguria, Valle d'Aosta e Toscana

	Valutazione Piano 2023	Valutazione Piano 2025
Pollein - Pila - Valdigne		
Estensione Antey - Torgnon		Entrato in esercizio
Pont Saint Martin - Gressoney		
Verres - Ayas		
Valsesia	Negativa ⁽¹⁾	Negativa per mancato coordinamento distribuzione.
Valli di Lanzo	Negativa ⁽¹⁾	Non ripresentato
Valli Neva e Pennavaira	Negativa ⁽¹⁾	Sospesa in attesa coordinamento distribuzione (bando di gara ancora aperto)
Garfagnana	Negativa ⁽¹⁾	Ripresentato ma pianificato oltre l'orizzonte temporale di Piano (non soggetto a valutazione Autorità)
Tanaro-Arroscia-Impero	Negativa ⁽¹⁾	Sospesa in attesa coordinamento distribuzione (bando di gara ancora aperto)
Alta Langa	Negativa ⁽¹⁾	Non ripresentato

⁽¹⁾ Per mancata presentazione indici nuove metanizzazioni, erronea rappresentazione costi di distribuzione, mancato sviluppo coordinato con distribuzione. Per Tanaro – Arroscia – Impero, anche richiesta di rappresentare gli eventuali benefici relativi alla continuità e alla sicurezza del servizio nelle aree servite da reti isolate o in antenna.

19. Sviluppo della rete di trasporto in Cilento (Energie Rete Gas)

Descrizione dell'intervento

- 19.1 L'intervento di metanizzazione "Cilento" è un nuovo progetto di sviluppo della rete di trasporto gas, promosso da Energie Rete Gas, il cui scopo è metanizzare nuove aree del Cilento dove sono presenti comuni che hanno già sottoscritto una convenzione per il servizio di distribuzione gas metano (che dovrebbe essere fornito dal gestore della rete di distribuzione di Cilento Reti Gas S.r.l, del gruppo

Allegato A

- Italgas). Tale progetto si compone anche di una riclassificazione di una rete di distribuzione a rete di trasporto, non ancora formalmente avvenuta.
- 19.2 Il costo di investimento stimato è di 31,4 milioni di euro, e l'intervento è previsto entrare in esercizio nel 2031. Il metanodotto, ubicato nel territorio del Cilento Centro-Meridionale, si sviluppa all'interno dell'ATEM Salerno 2, la cui gara d'ambito non è ancora stata bandita.
- 19.3 Nella scheda progetto, la società dichiara i principali valori dell'analisi economica e gli indici per le nuove metanizzazioni come riportati in Tabella 13. La società non riporta gli esiti dell'analisi della convenienza dell'intervento di metanizzazione rispetto a possibili soluzioni alternative riconducibili ad altri vettori energetici (comma 9.3, lettera d) dei Requisiti minimi). Per quanto riguarda l'ACB aggiuntiva che, oltre a considerare tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali inclusi quelli della distribuzione, adottati, come scenario controfattuale, l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione (comma 9.4, lettera d) dei Requisiti minimi), la società dichiara che *“lo scenario controfattuale è rappresentato dalla metanizzazione dei comuni per mezzo di carro bombolaio; tale scenario ha portato a risultato con segno negativo”*¹⁷.

Tabella 13: Principali parametri per l'intervento di metanizzazione del Cilento di Energie Rete Gas

Indice capacità minima di trasporto (Soglia minima: 0,3 Smc/g/m)	1 Smc/g/m
Indice di costo per unità di capacità di trasporto (Soglia massima: 3.054 €/Smc/g)	562 €/Smc/g
VAN	9,4 M€
B/C	1,17

Indici come calcolati dalla società

Quadro normativo e regolatorio applicabile

- 19.4 L'articolo 22 del decreto-legge 13 giugno 2023, n. 69, come convertito dalla legge 10 agosto 2023, n. 103, che ha modificato l'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, ha previsto che *“[l]e estensioni e i potenziamenti di reti e di impianti esistenti nei comuni già metanizzati e le nuove costruzioni di reti e di impianti in comuni da metanizzare appartenenti alla zona climatica F [...] classificati come territori montani [...], nonché nei comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno ai sensi della deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica n. 5/2015 del 28 gennaio 2015 [...], sono valutati, ai fini dell'analisi dei costi e dei benefici, tenendo conto delle esternalità positive in relazione al contributo*

¹⁷ Si segnala che, nella scheda progetto, gli esiti di tale ACB aggiuntiva sono stati erroneamente riportati nella sezione relativa all'analisi della convenienza dell'intervento di metanizzazione rispetto a possibili soluzioni alternative riconducibili ad altri vettori energetici.

Allegato A

degli interventi medesimi al processo di decarbonizzazione nonché all’incremento del grado di efficienza e flessibilità delle reti e degli impianti stessi. [...] A tal fine l’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, nel determinare le tariffe di cui al presente articolo, tiene conto dei maggiori costi di investimento nei comuni di cui al primo periodo nonché della necessità di remunerare nei comuni medesimi interventi funzionali a garantire l’immissione in rete di gas da fonte rinnovabile”.

- 19.5 In forza di tali previsioni, l’Autorità, con deliberazione 8 luglio 2025, 321/2025/R/GAS ha previsto tetti al riconoscimento dei costi di distribuzione più alti per le località di cui all’articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00. La scelta di mantenere e rimodulare il tetto è stata motivata dall’Autorità con la necessità di tenere conto delle specificità che caratterizzano i Comuni interessati dalla modifica normativa introdotta dal decreto-legge 69/2023. Pur nella prospettiva indicata dal Legislatore, infatti, l’Autorità ha ritenuto opportuno mantenere, anche con riferimento a tali Comuni, un incentivo all’efficienza nelle politiche di investimento, definendo, ai fini delle determinazioni tariffarie, in coerenza con gli obiettivi di cui alla legge 481/95, un tetto all’ammontare dei costi di capitale riconosciuti relativi all’attività di distribuzione, al fine di evitare un eccessivo aggravio di spesa per i clienti finali qualora si riscontrino costi di investimento significativamente disallineati dalla media di settore, riferita a contesti comparabili¹⁸.
- 19.6 Energie Rete Gas rende noto che, con riferimento ai Comuni oggetto della metanizzazione del Cilento: *“Con la legge 147 del 2013 e la successiva delibera attuativa del CIPE n. 5 del 2015 di completamento della metanizzazione del Mezzogiorno d’Italia, si è consentito anche a questi territori di attingere ai contributi pubblici originati con la L.784/80 e s.m.i., necessari alla realizzazione di reti di distribuzione del gas metano, favorendo quindi gli investimenti degli operatori del settore”.* Inoltre: *“La Regione Campania [...] ha ottenuto, con la Delibera CIPE 26/2016 “Patto Campania” del 10 agosto 2016, l’autorizzazione ad intervenire direttamente per accelerare la conclusione del processo di metanizzazione dell’area”.*
- 19.7 I tratti di rete di trasporto riconducibili ai Comuni non ancora metanizzati nell’area del Cilento non sono al momento inclusi nell’elenco dei gasdotti di rete regionale di cui al decreto direttoriale MASE del 25 maggio 2023 di aggiornamento della rete regionale di trasporto. Fa parzialmente eccezione la diramazione denominata “DER. PER SAPRI”, che copre i comuni “Campania Sapri, Torraca, Tortorella, Vibonati” i quali sono richiamati nel Piano come comuni già in esercizio al 2020. C’è però da rilevare che, nel Piano di Energie Rete Gas, gli sviluppi di rete di trasporto sono individuati da un unico progetto “Cilento”, senza individuazione dei singoli metanodotti; quindi, non è immediato il raffronto con i metanodotti facenti parte dell’ambito della rete regionale.

¹⁸ Deliberazione 321/2025/R/GAS, Allegato B (Relazione tecnica).

Allegato A

Verifica esterna indipendente

- 19.8 La verifica indipendente da parte dell'Esperto ha riscontrato alcune incongruenze nell'ACB predisposta da Energie Rete Gas, come di seguito sintetizzate:
- a) risultano differenze tra alcuni risultati delle ACB ufficiali, ossia presenti nella scheda progetto del Piano, e i calcoli effettuati con il modello di ACB fornito all'Esperto nell'ambito delle interazioni con la Società nel corso dell'attività di verifica; a titolo esemplificativo, la scheda progetto riporta un VAN di 9,4 milioni di euro, mentre l'ACB fornita all'esperto riporta un VAN di 5,2 milioni di euro;
 - b) ai sensi dei Requisiti minimi e dei Criteri applicativi ACB, il calcolo del VAN dovrebbe essere effettuato, tra l'altro, includendo i costi degli sviluppi delle reti di distribuzione, e senza nettare, dal costo complessivo di investimento, il valore di eventuali contributi pubblici ricevuti per la realizzazione del progetto; come confermato dalla stessa Società nell'ambito delle interazioni con l'Esperto, i contributi pubblici percepiti per la realizzazione delle reti di distribuzione facenti parte del progetto (una parte di queste, potenzialmente oggetto di riclassificazione a reti di trasporto) sono stati invece considerati, dunque riducendo il costo complessivo ai fini dell'ACB; in particolare, è stato considerato un CAPEX al netto dei contributi pari a 25,9 milioni di euro, confrontato con un CAPEX al lordo dei contributi pari a 33,6 milioni di euro (valori attualizzati);
 - c) considerando il CAPEX al lordo dei contributi pubblici, il VAN del progetto risulterebbe negativo;
 - d) l'Esperto ritiene che la questione del trattamento dei contributi pubblici nel caso in questione richieda uno specifico approfondimento in quanto le indicazioni per il calcolo della ACB di trasporto lo vietano espressamente, ma la fattispecie dell'intervento Cilento comprende anche una riclassificazione di reti distribuzione ammesse a contributo pubblico.
- 19.9 Nella verifica esterna indipendente si propongono inoltre diverse correzioni all'ACB (es. refus, aggiornamento di alcuni parametri emissivi), che tuttavia non ne modificano sostanzialmente l'esito (la somma degli effetti delle principali correzioni tecniche comporta una riduzione del VAN di circa 2,6 milioni di euro).
- 19.10 Un punto particolarmente critico riguarda la domanda di gas prevista, che rappresenta la principale variabile di rischio dell'intervento, e per la quale l'Esperto ritiene che dovrebbero essere descritte con maggior chiarezza le assunzioni. L'analisi di sensitività mostra che una riduzione di circa il 10% dei volumi a regime sarebbe sufficiente ad annullare il VAN del progetto, evidenziando una significativa sensibilità dei risultati economici alle ipotesi di domanda. L'Esperto suggerisce di:
- a) esprimere con maggiore chiarezza quali sia la parte di volume di gas naturale complessiva che viene effettivamente erogata tramite la nuova infrastruttura di trasporto;
 - b) effettuare una analisi specifica e cautelativa di sensitività sulla crescita dei volumi oltre il 2040;

Allegato A

- c) esporre con maggiore chiarezza le ipotesi alla base del calcolo delle stime complessive;
 - d) valutare come possano variare gli indicatori dell'ACB al variare della domanda.
- 19.11 Si rileva inoltre che non sono stati pubblicamente forniti dettagli dell'ACB alternativa che considera l'approvvigionamento delle reti di distribuzione tramite carro bombolaio, salvo il commento che questa presenterebbe un valore negativo; dalle informazioni rese dalla Società nel corso della verifica indipendente, l'Esperto ha comunque potuto verificare che i costi della soluzione alternativa sarebbero largamente superiori rispetto alla soluzione tramite metanodotto, e superiori ai benefici conseguibili.
- 19.12 Sul tema degli indici per le nuove metanizzazioni, l'Esperto rileva come anche l'indice di costo per unità di capacità di trasporto sia stato calcolato sulla base di un costo al netto dei contributi pubblici. Non è rappresentato l'indice ricalcolato al lordo dei contributi, che comunque dovrebbe rimanere al di sotto delle soglie attualmente previste dalla regolazione.
- 19.13 L'Esperto ritiene infine opportuno approfondire gli aspetti legati al coordinamento tra trasporto e distribuzione, soprattutto in relazione:
- a) al processo di riclassificazione di reti da distribuzione a trasporto, e alla connessa cessione degli *asset* dal gestore della rete di distribuzione a Energie Rete Gas;
 - b) alla circostanza che, dal punto di vista tecnico-operativo, alcune infrastrutture che sarebbero ricomprese nel perimetro del trasporto sono più assimilabili a reti di distribuzione, considerando le caratteristiche di pressione, diametro, e caratteristiche costruttive;
 - c) al fatto che la classificazione di una parte di tali reti all'interno del perimetro del trasporto possa rendere necessaria la realizzazione di specifiche infrastrutture (es. cabine REMI) come interfaccia tra le reti di trasporto e quelle di distribuzione, con un potenziale aggravio di costi complessivi del progetto.
- 19.14 In termini generali, l'Esperto ritiene che possa essere opportuno riesaminare l'effettiva necessità tecnico – operativa di considerare parte dell'infrastruttura in regime di trasporto piuttosto che mantenerla in regime di distribuzione, tenuto conto della pressione massima (III specie), dei diametri delle reti, e della frequente, se non esclusiva, posa in sede stradale.

Valutazioni dell'Autorità

- 19.15 L'Autorità rileva preliminarmente come il progetto in esame presenti caratteristiche peculiari rispetto agli ordinari interventi di sviluppo della rete di trasporto, in quanto strettamente connesso alla metanizzazione di nuove aree e al contestuale sviluppo delle relative reti di distribuzione, nel contesto del completamento del processo di metanizzazione di territori per i quali risultano già avviate iniziative finalizzate alla realizzazione del servizio di distribuzione del gas

Allegato A

naturale, anche in attuazione delle misure previste dalla legge 27 dicembre 2013, n. 147 e dalla deliberazione CIPE n. 5/2015. Tali disposizioni hanno, tra l'altro, consentito l'accesso a contributi pubblici per la realizzazione delle reti di distribuzione nei comuni interessati dal completamento della metanizzazione del Mezzogiorno.

- 19.16 Si osserva tuttavia che tali previsioni normative non configurano un obbligo automatico di realizzazione di specifiche infrastrutture di trasporto, né esonerano il gestore dall'onere di dimostrare, nell'ambito del Piano e secondo le metodologie previste dai Requisiti minimi e dai Criteri applicativi ACB, la convenienza economica e sistemica dell'intervento proposto rispetto alle alternative disponibili.
- 19.17 Dall'istruttoria svolta sullo specifico intervento di sviluppo di rete di trasporto emergono diversi elementi di criticità, in particolare:
- a) la sostenibilità economica dell'intervento appare fortemente condizionata dal trattamento dei contributi pubblici ricevuti per la realizzazione delle reti di distribuzione interessate dal progetto; come evidenziato dalla verifica esterna indipendente, l'ACB predisposta dalla Società considera i costi di investimento al netto di tali contributi, mentre i Requisiti minimi e i Criteri applicativi ACB prevedono che il calcolo debba essere effettuato considerando integralmente i costi di investimento; le analisi di sensitività svolte dall'Esperto mostrano che, adottando tale impostazione, il VAN del progetto risulterebbe negativo;
 - b) permangono incertezze in merito alle stime di domanda poste alla base dell'analisi; pur non emergendo elementi tali da ritenere irrealistiche le previsioni formulate dalla Società, la documentazione disponibile non consente di comprendere con sufficiente chiarezza le principali assunzioni adottate e la ripartizione dei volumi effettivamente trasportati dalla nuova infrastruttura; inoltre, la verifica indipendente ha evidenziato come riduzioni relativamente contenute della domanda prevista siano sufficienti ad annullare la redditività economica del progetto, confermando l'elevata sensibilità degli esiti dell'ACB rispetto a tale variabile.
- 19.18 Inoltre, sotto il profilo formale, la documentazione presentata non risulta pienamente conforme alle previsioni dei Requisiti minimi, specialmente per quanto riguarda l'analisi della convenienza dell'intervento di metanizzazione rispetto a possibili soluzioni alternative riconducibili ad altri vettori energetici (comma 9.3, lettera d).
- 19.19 Ulteriori elementi di incertezza derivano dal limitato livello di coordinamento attualmente riscontrabile tra lo sviluppo della rete di trasporto e quello delle reti di distribuzione sottese all'intervento. In particolare, il progetto interessa territori ricompresi nell'ATEM Salerno 2, per il quale la gara d'ambito non risulta ancora bandita. Tale circostanza non consente di valutare compiutamente le modalità di realizzazione e gestione delle reti di distribuzione che costituiscono il presupposto per lo sviluppo dell'infrastruttura di trasporto.

Allegato A

- 19.20 L’Autorità condivide inoltre le osservazioni formulate dall’Esperto in merito alla configurazione infrastrutturale, in particolare il fatto che parte delle reti che dovrebbero essere riclassificate come infrastrutture di trasporto presenta caratteristiche tecniche e operative maggiormente assimilabili a reti di distribuzione; tale impostazione richiede ulteriori approfondimenti anche in relazione ai possibili maggiori costi derivanti dalla necessità di realizzare infrastrutture di interfaccia tra trasporto e distribuzione, quali cabine REMI aggiuntive, con conseguente aggravio dei costi complessivi dell’intervento.
- 19.21 Alla luce degli elementi sopra richiamati, l’Autorità ritiene che il progetto non presenti, allo stato attuale, un quadro sufficientemente chiaro da consentirne l’approvazione. Permangono infatti significative incertezze riguardanti la sostenibilità economica dell’intervento, la domanda di gas attesa, il coordinamento con lo sviluppo delle reti di distribuzione e l’effettiva configurazione infrastrutturale più efficiente. Conseguentemente, **l’Autorità ritiene opportuno sospendere la valutazione del progetto, rinviando eventuali determinazioni a una successiva fase di sviluppo progettuale, nella quale possano essere forniti elementi maggiormente dettagliati e consolidati.**

20. Metanizzazione della Regione Sardegna

Descrizione dell’intervento

- 20.1 Nel Piano di sviluppo, le informazioni sul progetto di metanizzazione della Regione Sardegna possono essere ricostruite a partire dalle schede progetto degli interventi dei diversi operatori coinvolti nell’iniziativa, in particolare Enura per quanto riguarda la realizzazione della rete di trasporto in Sardegna, e Snam Rete Gas per quanto riguarda determinate infrastrutture da ricomprendere potenzialmente nel collegamento virtuale (FSRU Oristano e Opere portuali Oristano). Per contro, nel Piano non risultano incluse informazioni di dettaglio circa altre infrastrutture e servizi potenzialmente riconducibili al collegamento virtuale, quali l’ammodernamento dei terminali di Panigaglia e Livorno e il servizio di navi spola promosso da Snam, e i serbatoi connessi alla rete di distribuzione nonché il servizio di trasporto di Gnl su gomma da svolgere sul territorio della Regione Sardegna per le aree non servite da rete di trasporto, promosso da Energie Rete Gas¹⁹. Risultano invece informazioni in merito a due progetti di impianti di rigassificazione e stoccaggio a Cagliari (Sardinia LNG) e Oristano Santa Giusta (Ivi Petrolifera), che non trovano riscontro nell’elenco di infrastrutture individuate dal dPCM 10 settembre 2025.
- 20.2 Il progetto di sviluppo della rete di trasporto in Sardegna, promosso da Enura, è stato ampiamente rivisto rispetto alla configurazione ipotizzata nel Piano 2023. Nel Piano 2025 risulta articolato in due fasi (Figura 1):
- a) Fase 1, con un’estensione di rete di circa 305 km e un costo di 540 milioni di euro, per approvvigionare e interconnettere i bacini di consumo, civili ed

¹⁹ Per maggiori informazioni su queste iniziative, si veda il documento per la consultazione 135/2026/R/GAS.

Allegato A

industriali, ubicati nel Centro dell’Isola (Oristano), nel Medio Campidano e nel Sud (area metropolitana di Cagliari e Sulcis), collegandoli ad un punto di entrata da realizzarsi nell’area portuale di Oristano; la Fase 1 è a sua volta articolata in 3 *cluster* di interventi, raggruppati in funzione della relativa priorità, oltre che ad un *cluster* che racchiude gli allacciamenti; il *cluster* con gli interventi con maggiore priorità racchiude circa 165 km di rete, con un costo di investimento di circa 390 milioni di euro;

- b) Fase 2, con un’estensione di rete di circa 52,5 km e un costo di circa 117,5 milioni di euro, subordinata alla riconversione a gas metano della centrale termoelettrica di Fiume Santo e dimensionata per garantire l’alimentazione dei bacini di consumo termoelettrico, civile ed industriale dell’area metropolitana di Sassari, Alghero e Porto Torres attraverso un nuovo punto di entrata nell’area portuale di Porto Torres.

- 20.3 Rispetto al precedente Piano, non risulta essere stato ripresentato il progetto relativo alla dorsale. Si rileva inoltre come alcuni tratti di rete precedentemente classificati come “Fase 2” siano stati inclusi, nel Piano 2025, nella “Fase 1 – Priorità 3”, in quanto relativi ad aree del Sud dell’Isola. Per contro, alcuni interventi che nel precedente Piano risultavano classificati come “Fase 1” costituiscono, nel Piano 2025, la “Fase 2” in quanto relativi ad aree del Nord dell’Isola.

Figura 1: Sviluppo della rete di trasporto in Sardegna (Enura)



	Lunghezza (km)	Completo.	CAPEX (M€)	OPEX (M€/anno)
Fase 1				
Priorità 1	164,4	2029	388,9	
Priorità 2	59,6	2030	70,7	
Priorità 3	55,5	2033	61,1	7,6
Ulteriori allacciamenti	25,2	2034	18,9	
TOT	304,7		539,6	7,6
Fase 2				
TOT	52,5	2029-2034	117,5	1,3
TOTALE	357,2		657,1	8,9

- 20.4 In generale, tutti i progetti proposti da Enura sono caratterizzati da un incremento dei costi di realizzazione (in media di circa +60%). La società non presenta una motivazione di tali incrementi specifica per i singoli tratti di metanodotto: nel Rapporto di monitoraggio indica che lo scostamento di costo complessivo è dovuto a rimodulazione configurazione infrastrutturale con proposta alternativa.
- 20.5 Per quanto riguarda i requisiti specifici per le nuove metanizzazioni:
- a) Enura riporta, per entrambi le Fasi del progetto, indici per le nuove metanizzazioni coerenti con le soglie individuate dall’Autorità;

Allegato A

- b) per l'analisi della convenienza dell'intervento di metanizzazione rispetto a possibili soluzioni alternative riconducibili ad altri vettori energetici, Enura riporta gli esiti dello Studio RSE sull'approvvigionamento energetico della regione Sardegna ai sensi della delibera 335/2019/R/GAS dove, tra le diverse configurazioni infrastrutturali, si individuava quella in grado di minimizzare il costo complessivo relativo all'approvvigionamento energetico della Sardegna, mostrando come una soluzione mista, che preveda la realizzazione di singoli tratti di rete affiancata al trasporto su strada con cisterne criogeniche, rappresentasse il miglior compromesso in termini di costi.

Valutazioni dell'Autorità

- 20.6 In termini generali, per le valutazioni sul perimetro delle infrastrutture da ricomprendere nel collegamento virtuale, e sul quadro regolatorio applicabile, **si rimanda al procedimento di cui al documento per la consultazione 135/2026/R/GAS.**
- 20.7 Inoltre, relativamente alle informazioni da rappresentare nel Piano di sviluppo, si evidenzia che **tutte le opere e le infrastrutture riconducibili al collegamento virtuale dovrebbero essere adeguatamente dettagliate.** Tali informazioni dovrebbero includere anche quelle relative a:
- a) i costi di adeguamento di Panigaglia e di OLT, per quanto ricadente nel perimetro della rete di trasporto;
 - b) servizio di trasporto del Gnl tramite servizio di navi spola;
 - c) servizio di trasporto Gnl su gomma;
 - d) eventuali ulteriori opere strumentali.
- 20.8 Relativamente ai due progetti di impianti di rigassificazione e stoccaggio a Cagliari (Sardinia LNG) e Oristano Santa Giusta (Ivi Petrolifera), che non trovano riscontro nell'elenco di infrastrutture individuate dal dPCM 10 settembre 2025, si evidenzia che, secondo quanto proposto nel documento per la consultazione 135/2026/R/GAS, tali progetti, qualora realizzati, saranno considerati ai fini regolatori quali progetti al di fuori del perimetro del collegamento virtuale, pertanto non soggetti a valutazione dell'Autorità nell'ambito della valutazione del Piano di sviluppo.
- 20.9 Per quanto riguarda gli sviluppi della rete di trasporto proposti da Enura, si evidenzia quanto segue:
- a) gli sviluppi della rete di trasporto a Sud (cd. Fase 1 secondo la classificazione del Piano 2025) sono subordinati all'effettiva realizzazione delle infrastrutture per approvvigionamento dell'Isola, in particolare il terminale di Oristano;
 - b) gli sviluppi della rete di trasporto a Nord (cd. Fase 2 secondo la classificazione del Piano 2025) sono subordinati alla messa in esercizio di un terminale di rigassificazione di tipo FSRU all'interno del porto industriale di Porto Torres, a sua volta funzionale alla riconversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo; come richiamato nel documento per la

Allegato A

consultazione 135/2026/R/GAS, stando alle prospettive di scenario rappresentate da Snam e Terna, non sono ad oggi verificate le condizioni per la realizzazione della FSRU di Porto Torres e, pertanto, per la Fase 2 del progetto di sviluppo della rete di trasporto in Sardegna;

- c) in ogni caso, **l’Autorità ritiene opportuno rimandare al procedimento di cui al documento per la consultazione 135/2026/R/GAS anche la valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto proposti da Enura**; ciò anche in considerazione dell’opportunità, manifestata nell’ambito di tale procedimento, di effettuare ulteriori approfondimenti in tema di metanizzazione dell’Isola, in ragione dei costi che emergerebbero dall’implementazione del dPCM, dei relativi impatti tariffari e dei conseguenti potenziali impatti sui mercati all’ingrosso.

21. Allacciamento terminale di Ravenna (Snam Rete Gas)

- 21.1 Snam Rete Gas ha ripresentato il progetto di allacciamento del terminale di Ravenna, il cui costo è incrementato di +45 milioni di euro (+12%) rispetto al Piano precedente. Il progetto è stato inoltre integrato con gli interventi relativi alle strutture di ormeggio (550 milioni di euro) e alla diga (311 milioni di euro), portando il costo complessivo a oltre 1,2 miliardi di euro. Gli interventi relativi alle strutture di ormeggio e alla diga erano inizialmente inclusi nel perimetro del servizio di rigassificazione.
- 21.2 Con decreto 9 settembre 2025, il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica, in sede di aggiornamento dell’ambito della Rete Nazionale di gasdotti, ha ricompreso in tale ambito le opere accessorie dell’intervento “Allacciamento FSRU Ravenna - Tratto Off-Shore” (quali: la nuova piattaforma funzionale all’ormeggio e al trasporto del gas naturale, l’adeguamento piattaforma esistente di supporto logistico alle operazioni, e la diga frangiflutti di protezione).
- 21.3 Con la deliberazione 369/2025/R/GAS di approvazione della proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione relativa all’anno 2026 e di rideterminazione dei ricavi di riferimento relativi all’anno 2025 per il terminale FSRU di Ravenna presentata dalla società SET S.r.l., sono stati richiesti a Snam Rete Gas approfondimenti sulle opere accessorie del “Allacciamento FSRU Ravenna - Tratto Off-Shore” finalizzati a verificare il rispetto dei requisiti dell’articolo 5 della RTTG 6PRT, relativi a efficienza ed economicità degli investimenti. La Società ha fornito gli approfondimenti richiesti, con particolare riferimento ai costi delle opere, anche confrontati con uno scenario controfattuale di operatività del terminale FSRU in assenza di realizzazione della diga; ha inoltre fornito i dettagli e le motivazioni sottostanti agli ulteriori incrementi dei costi connessi alla realizzazione delle summenzionate opere accessorie.
- 21.4 Con la deliberazione 191/2026/R/GAS, l’Autorità ha approvato i corrispettivi per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l’anno 2027 e rideterminato i ricavi di riferimento 2026 includendo, nei ricavi di Snam Rete Gas, le tre opere accessorie all’intervento “Allacciamento FSRU Ravenna - Tratto Off-Shore” e

Allegato A

fissando, in ragione degli incrementi del costo di investimento delle suddette opere, un tetto massimo al riconoscimento tariffario nei limiti delle ultime stime presentate dalla società nell'ambito dell'approfondimento a seguito della deliberazione 369/2025/R/GAS.

Tabella 14: Sintesi costi Allacciamento terminale di Ravenna e opere connesse risultanti dal piano investimenti e dismissioni 2026-2030 trasmesso nell'ambito della proposta tariffaria 2027

	CAPEX (M€)
Allacciamento	413
Realizzazione e adeguamento strutture di ormeggio	538
Diga <i>breakwater</i> Porto di Ravenna	303
TOTALE	1.254

22. Interventi di sostituzione

Descrizione dell'intervento

- 22.1 Ai sensi dei Requisiti minimi (comma 9.2), i gestori sono tenuti a presentare anche gli interventi di sostituzione (parziale o totale) di tratti di rete in esercizio. Per tali interventi, i gestori sono tenuti a fornire, tra l'altro, la motivazione dell'intervento di sostituzione, con indicazione degli esiti delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture derivanti dall'applicazione della metodologia *Asset Health*, e la giustificazione, sulla base di specifici approfondimenti che ne evidenzino l'utilità per il sistema, degli interventi di sostituzione il cui costo è superiore alla soglia per l'applicazione dell'ACB di cui all'Articolo 14, e per i quali la metodologia *Asset Health* non indica uno stato di salute critico.
- 22.2 Snam prevede 28 progetti di sostituzione di circa 2.100 km di metanodotti, con un costo di sostituzione complessivo di 6,4 miliardi di euro. SGI prevede 16 progetti di sostituzione di circa 496 km di metanodotti, con un costo di sostituzione complessivo di 433 milioni di euro.

Tabella 15: Interventi di sostituzione

Gestore	N. interventi	Lunghezza rete oggetto di sostituz. [km]	Costo a vita intera intervento di sostituz. [M€]
Snam Rete Gas	28	2.138	6.360
SGI	16	496	433
TOT	44	2.634	6.793

- 22.3 Per gli interventi di sostituzione sono presentate le schede progetto con gli indicatori *Asset Health*, e la quasi totalità degli interventi è giustificata da ragioni di sicurezza in virtù dello stato di salute critico.

Allegato A

Verifica esterna indipendente

- 22.4 La verifica esterna ha riguardato principalmente la completezza degli elementi essenziali da indicare nel Piano e la coerenza con la regolazione vigente, con l'approfondimento di tre interventi specifici, uno per la rete nazionale (metanodotto Recanati-Chieti), e due per quella regionale (Metanodotto Vitinia – Cisterna – Gaeta; Metanodotto Gallese – Vitinia), selezionati sulla base della spesa di capitale maggiore.
- 22.5 L'analisi ha evidenziato che gli interventi presentano variazioni dei costi comprese tra $-7,23\%$ e $+10,62\%$ e ritardi nei tempi di realizzazione compresi tra 5 e 24 mesi per le sostituzioni riguardanti rete nazionale, mentre le sostituzioni di reti regionali presentano maggiore variabilità, con incrementi di spesa da $-68,34\%$ a $+66,27\%$ e scostamento dei tempi di esecuzione da -3 a +36 mesi. Le stime sono basate principalmente sulla progettazione esecutiva e sulle procedure di affidamento.
- 22.6 Nell'ambito della verifica, è stato chiesto a Snam Rete Gas di motivare gli scostamenti delle stime dei costi rispetto alle stime del Piano precedente, e di chiarire le modalità di calcolo o di attribuzione dei valori assegnati agli indicatori *Asset Health*.
- 22.7 Secondo Snam Rete Gas, gli aumenti di costo sono dovuti soprattutto all'incremento dei prezzi dei materiali, agli sviluppi dell'ingegneria di dettaglio, alle criticità emerse durante la realizzazione e alla ripianificazione delle attività; i ritardi derivano invece da varianti in corso d'opera, ritardi nell'ottenimento di permessi e difficoltà nell'acquisizione delle aree necessarie.
- 22.8 Poiché gli interventi di sostituzione esaminati sono in gran parte già in fase avanzata di costruzione e basati su progetti esecutivi, l'Esperto ritiene che gli scostamenti siano principalmente riconducibili all'allungamento dei tempi di esecuzione e alle problematiche emerse durante la fase realizzativa, che hanno richiesto modifiche progettuali.
- 22.9 La verifica indipendente considera nel complesso condivisibili le motivazioni addotte da Snam Rete Gas sia per le variazioni dei costi sia per quelle dei tempi. Tuttavia, segnala la necessità di migliorare il monitoraggio del Piano istituendo procedure per la condivisione di informazioni di dettaglio e relazioni periodiche (con cadenze da concordare) che segnalino *in itinere* all'Autorità l'insorgere di eventuali criticità tecniche e autorizzative e consentano un maggiore controllo dell'evoluzione delle stime, in particolare per i nuovi interventi²⁰. Per garantire un controllo più efficace dell'avanzamento del progetto, viene raccomandata la predisposizione di una documentazione più completa, comprendente relazioni generali e tecniche, descrizione dei tracciati e degli attraversamenti, studi

²⁰ A titolo di esempio, con specifico riferimento all'intervento di sostituzione del tratto "Sant'Eufemia – Crotone", la verifica ha evidenziato come la stima economica si basi su costi unitari di pianificazione, caratterizzati da un elevato grado di incertezza, e come la documentazione progettuale potrebbe fornire un quadro più chiaro della situazione.

Allegato A

specialistici, computi metrici dettagliati e un quadro economico completo dei costi.

- 22.10 Nel corso dell'analisi circa le modalità di calcolo o di attribuzione dei valori assegnati agli indicatori *Asset Health* è stato inoltre rilevato, per i tratti presi a campione, che non tutti i tronchi di un intervento presentano il medesimo indice AHI del gasdotto da sostituire. Al fine di rendere maggiormente leggibili e verificabili le informazioni sugli indicatori *Asset Health*, viene evidenziata l'opportunità di rendere disponibili ulteriori informazioni di dettaglio, che includano i valori di tutti i componenti dell'indice *Asset Health* dei vari tronchi, se previsti, interessati alla sostituzione del gasdotto e altresì la descrizione e motivazione degli interventi.

Valutazioni dell'Autorità

- 22.11 L'Autorità rileva che gli interventi di sostituzione inclusi nel Piano 2025 risultano, in termini generali, motivati da esigenze di sicurezza e integrità delle infrastrutture, coerentemente con quanto previsto dal comma 9.2 dei Requisiti minimi. Dalla documentazione trasmessa emerge infatti che tali interventi trovano generalmente giustificazione negli esiti delle analisi condotte mediante la metodologia *Asset Health* e, in particolare, nella presenza di condizioni riconducibili a uno stato di salute critico delle infrastrutture interessate. Sulla base delle informazioni disponibili e degli approfondimenti svolti nell'ambito della verifica esterna indipendente, l'Autorità ritiene pertanto che le motivazioni addotte a supporto degli interventi risultino, nel complesso, adeguatamente fondate sotto il profilo della sicurezza e dell'affidabilità del servizio di trasporto.
- 22.12 Con riferimento all'evoluzione dei costi e dei tempi di realizzazione, si prende atto delle risultanze della verifica indipendente, che ha evidenziato come gli scostamenti registrati rispetto alle stime formulate nel precedente Piano siano generalmente riconducibili a fattori oggettivi connessi allo sviluppo progettuale e alla fase realizzativa. In particolare, gli incrementi di costo risultano principalmente associati all'aggiornamento dei prezzi dei materiali, al progressivo affinamento della progettazione esecutiva, all'emersione di criticità tecniche nel corso dei lavori e alla conseguente necessità di introdurre varianti progettuali. Analogamente, gli slittamenti temporali sono riconducibili soprattutto a ritardi nell'ottenimento delle autorizzazioni, a problematiche connesse all'acquisizione delle aree e ad altre circostanze emerse durante l'esecuzione delle opere. L'Autorità condivide pertanto la valutazione dell'Esperto secondo cui tali scostamenti appaiono, nella generalità dei casi esaminati, adeguatamente motivati e coerenti con il livello di maturità progettuale degli interventi.
- 22.13 L'Autorità ritiene tuttavia opportuno promuovere una maggiore trasparenza e verificabilità delle informazioni relative agli indicatori *Asset Health* utilizzati a supporto delle decisioni di sostituzione delle infrastrutture. In particolare, come evidenziato dalla verifica indipendente, nei progetti esaminati i diversi tronchi che compongono un medesimo intervento possono presentare condizioni di salute differenti, non immediatamente desumibili dalla documentazione pubblicata. Al fine di consentire una più agevole comprensione delle motivazioni sottese agli

Allegato A

interventi e una più efficace attività di monitoraggio, **l’Autorità ritiene opportuno che, nei futuri Piani, i gestori rendano disponibili informazioni maggiormente disaggregate sugli indicatori *Asset Health*, includendo, ove tecnicamente possibile, i valori riferiti ai singoli tronchi interessati dagli interventi, nonché una descrizione più dettagliata delle componenti che concorrono alla determinazione degli indicatori e delle ragioni che giustificano le scelte di sostituzione.**

- 22.14 Inoltre, appare ragionevole che i gestori segnalino tempestivamente all’Autorità eventuali criticità tecniche e autorizzative che possano avere impatti significativi sulle stime di spesa, consentendone un maggiore controllo. Si ritiene che eventuale documentazione di maggior dettaglio sui progetti possa essere eventualmente richiesta in sede istruttoria, per casi specifici.

23. Approfondimenti sugli incrementi di costo

- 23.1 Ai sensi dei Criteri applicativi ACB, le stime di costo seguono diversi criteri in funzione della fase di avanzamento del progetto:

- a) nella fase di pre-fattibilità, poiché le informazioni sul tracciato sono limitate, si utilizzano curve di costi medi basate su dati storici per i principali elementi (metanodotti, centrali di compressione, impianti di riduzione e regolazione); il costo totale è incrementato da un fattore di *contingency*, differenziato in funzione della complessità del progetto; per i metanodotti si utilizzano i costi unitari medi in funzione del diametro del metanodotto, determinati sulla base dei dati storici disponibili, mentre per gli altri elementi costitutivi l’opera si utilizzano specifici costi unitari; i costi sono attualizzati all’anno di riferimento dell’ACB utilizzando il tasso di rivalutazione del capitale rilevante ai fini tariffari;
- b) dalla fase di fattibilità in poi, la stima diventa più analitica e utilizza costi unitari riferiti a categorie base (es. diametro condotta, potenza compressori, opere speciali).

- 23.2 Per i metanodotti, il costo di investimento unitario standard è scomposto in due macro-gruppi:

- a) costi di costruzione, che risentono delle specificità territoriali e vengono calcolati partendo da un costo di riferimento (condizioni meno complesse) incrementato da fattori per internalizzare gli specifici aspetti di natura morfologica, tipologia di terreno, grado di antropizzazione;
- b) altri costi unitari, che includono i costi per materiali, progettazione esterna, servitù e oneri notarili, danni ai fondi, direzione lavori e costi interni del personale.

- 23.3 Nei casi di interventi di nuova metanizzazione che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, l’analisi economica include anche i costi di tali infrastrutture.

- 23.4 Tutte le voci di costo sono aggiornate al termine di ogni fase progettuale per riflettere la maggiore conoscenza acquisita o l’esito delle gare d’appalto.

Allegato A

- 23.5 Le specifiche categorie base così come le valorizzazioni dei costi medi, dei costi unitari, dei fattori incrementali e delle *contingency*, utilizzate nella determinazione del costo complessivo di un intervento trovano evidenza nell'ambito delle informazioni che ciascun gestore è tenuto a trasmettere all'impresa maggiore di trasporto. È facoltà di ogni gestore utilizzare valori differenti da quelli indicati dall'impresa maggiore di trasporto ove opportunamente giustificato.
- 23.6 Dalle evidenze riscontrate nel corso della fase istruttoria è emerso come – per determinate tipologie di intervento dei gestori diversi da Snam Rete Gas – la metodologia di stima del costo secondo i Criteri applicativi ACB porti a valori sistematicamente superiori a quelli che si otterrebbero mediante una stima puntuale sulla base delle specificità dei singoli progetti. Tale differenza spiega, per molti interventi, i significativi incrementi delle stime di costo tra il Piano 2023 (dove tali stime erano effettuate da ciascun gestore secondo una metodologia propria) e il Piano 2025 (dove molti gestori hanno effettuato la stima sulla base della metodologia dei Criteri applicativi ACB).
- 23.7 Tale aspetto è particolarmente evidente nel caso della società Energie Rete Gas che, per gli interventi diversi da quello di Metanizzazione del Cilento (per il quale ha utilizzato stime di costo basate su propri prezziari di riferimento), nel rapporto di monitoraggio giustifica gli incrementi di costo tra il Piano 2023 e il Piano 2025 sulla base del fatto di aver applicato la metodologia ACB predisposta da Snam Rete Gas, dichiarando che i costi effettivi degli interventi saranno inferiori rispetto a quanto stimato con tale metodologia. Tale circostanza sembra essere confermata dall'analisi dei dati come riscontrato dagli Uffici nel corso degli approfondimenti istruttori: le stime inizialmente predisposte da Energie Rete Gas (e poi non utilizzate nell'ambito del Piano), effettuate sulla base di proprie valutazioni in continuità con il Piano 2023, porterebbero ad una sostanziale invarianza dei costi di investimento complessivi. È pertanto possibile desumere che lo scostamento di costi di investimento per gli interventi di Energie Rete Gas rispetto al Piano 2023 sia attribuibile, nella quasi totalità dei casi, all'applicazione di una diversa metodologia di stima dei costi.
- 23.8 Inoltre, poiché in molti casi l'incremento delle stime di costo è avvenuto in esito all'aggiudicazione delle gare d'appalto, occorre tenere debitamente conto, anche nelle fasi iniziali di stima, dei possibili incrementi che si possono materializzare nelle successive fasi di realizzazione, eventualmente prevedendo specifici fattori di *contingency* ulteriori rispetto a quelli già attualmente previsti.
- 23.9 Al fine di rendere le stime di costo più realistiche rispetto al costo effettivo, si ritiene opportuno **richiedere a Snam Rete Gas di aggiornare i criteri applicativi dell'ACB** al fine di:
- aggiornare i dati di costo unitario tenendo conto delle evidenze di costo più recenti;
 - eventualmente riconsiderare il valore delle *contingencies* applicate nelle fasi iniziali di progettazione, per tenere in debita considerazione anche gli scostamenti che dovessero emergere nella fase di contrattualizzazione in esito alle gare di appalto;

Allegato A

- c) prevedere specifiche tipologie di costi unitari che siano meglio in grado di intercettare gli specifici costi di interventi di sviluppo di minori dimensioni, specialmente quelli le cui reti siano, dal punto di vista tecnico-economico e realizzativo, più assimilabili a reti di distribuzione.

23.10 In generale, si ritiene opportuno **invitare gli operatori diversi da Snam Rete Gas a utilizzare, laddove opportuno, metodologie proprie per la stima dei costi**, qualora ritenute maggiormente in grado di riflettere gli specifici costi sottostanti, e nel caso di motivare adeguatamente tale scelta fornendo evidenza delle ragioni a supporto.

24. Osservazioni sugli interventi non soggetti a valutazione dell’Autorità

Interventi per la transizione energetica – Progetti idrogeno

- 24.1 Allo stato attuale è in corso l’esame, in sede consultiva, da parte del Parlamento, dello schema di decreto legislativo che dà attuazione alla direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell’idrogeno.
- 24.2 Il provvedimento prevede l’inserimento nell’ordinamento nazionale della regolazione dell’idrogeno, la cui struttura è configurata sulla base del modello del gas naturale, e assegna all’Autorità il ruolo di autorità nazionale di regolazione dell’idrogeno. Ai sensi della direttiva (UE) 2024/1788, all’Autorità di regolazione sono attribuiti compiti di valutazione e approvazione dei Piani di sviluppo del trasporto dell’idrogeno sostanzialmente analoghi a quelli in vigore per il trasporto del gas naturale.
- 24.3 Allo stato attuale, non è pertanto possibile esprimere una valutazione formale dei progetti idrogeno. Ad ogni buon conto, per ciò che qui rileva, si riscontra un significativo incremento delle stime di costo relative al progetto di dorsale per il trasporto di idrogeno, promosso da Snam: a fronte di una stima complessiva pari a circa 4,2 miliardi di euro presentata nel Piano 2023, la stima del Piano 2025 è pari a circa 7,0 miliardi di euro. Come richiamato, tale incremento è anche dovuto alla parziale revisione del progetto, specialmente per quanto riguarda la minore previsione di tratte che sarebbero realizzate mediante *repurposing* di infrastrutture esistenti, a fronte di un numero maggiore di tratte che invece dovrebbero essere realizzate *ex novo*.
- 24.4 Il significativo costo di investimento del progetto, e la circostanza che tale infrastruttura sarebbe realizzata non soltanto nell’interesse del mercato italiano, ma anche in modo rilevante del mercato europeo, rende ancora più urgente una riflessione sui meccanismi più opportuni per la ripartizione transfrontaliera dei costi e dei rischi associati a tali infrastrutture, come anche emerso in sede di consultazione pubblica.

Allegato A

Interventi per la transizione energetica – Dorsale per il trasporto di anidride carbonica

- 24.5 Allo stato attuale, non è stato ancora completato l'iter legislativo per la definizione di un quadro legislativo di riferimento per la *carbon capture, utilization and storage* (CCUS). Il disegno di legge delega²¹, attualmente all'esame del Parlamento, prevede di assegnare all'Autorità competenze e funzioni di regolazione e di controllo della filiera CCUS. Inoltre, si prevede di disciplinare uno specifico procedimento per l'approvazione dei piani di sviluppo delle infrastrutture di trasporto tramite rete e delle infrastrutture per lo stoccaggio, in analogia a quanto avviene anche per le altre infrastrutture energetiche, basato sulla valutazione dell'adeguatezza ed economicità degli investimenti in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione individuati dal PNIEC.
- 24.6 Per contro, il decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21 (cd. decreto bollette), convertito con legge 10 aprile 2026, n. 49, prevede che, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore decreto, e nelle more dell'adozione di una disciplina organica della filiera delle attività di CCUS e dell'attribuzione di apposite competenze regolatorie all'Autorità, la stessa Autorità definisca un quadro preliminare di principi e criteri per l'accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio del biossido di carbonio, nonché per la contabilizzazione delle emissioni di biossido di carbonio oggetto di cattura e conferimento alla rete e ai siti medesimi.
- 24.7 Come rilevato nel testo di accompagnamento al disegno di legge delega, la pianificazione costituisce uno strumento cruciale per lo sviluppo efficiente delle infrastrutture, tenuto conto, soprattutto, dell'attuale stato embrionale della filiera della CCUS, ove ancora permangono incertezze sui potenziali volumi di CO₂ che potrebbero essere oggetto di trasporto e stoccaggio.
- 24.8 Anche in ragione di tali considerazioni, risulta opportuno che le future competenze regolatorie in materia di CCUS siano inquadrare in una prospettiva organica e coerente con l'assetto delle funzioni già attribuite all'Autorità nei settori energetici. La valutazione dell'adeguatezza e dell'economicità degli investimenti infrastrutturali, la definizione dei criteri tariffari e la verifica dell'efficienza dei relativi meccanismi di copertura dei costi richiedono infatti un approccio integrato, fondato sulla disponibilità di un quadro ampio delle dinamiche di settore e delle interazioni tra infrastrutture, mercati e utenti.
- 24.9 La regolazione economica della filiera, e in particolare la definizione dei corrispettivi per l'accesso alle infrastrutture, risulta strettamente connessa alla valutazione dell'adeguatezza e dell'economicità degli investimenti sottostanti.

²¹ Disegno di legge n. 1386

Allegato A

PARTE V CONCLUSIONI E SINTESI DELLE VALUTAZIONI

25. Conclusioni

- 25.1 Si riporta di seguito una sintesi delle valutazioni dell’Autorità sul Piano di sviluppo 2025.
- 25.2 In relazione al Documento di descrizione degli scenari (DDS), si ritiene opportuno richiedere a Snam e Terna di:
- a) utilizzare uno scenario di *policy* (per gli altri paesi europei, ex National Trends) integrato da ipotesi per l’Italia che siano, per quanto possibile, allineate alle indicazioni del PNIEC;
 - b) quantificare opportunamente le eventuali discrepanze con gli scenari sviluppati in ambito europeo e riportare con maggiore dettaglio le motivazioni specifiche; qualora (per effetto dei ritardi che stanno caratterizzando gli scenari TYNDP 2026) le discrepanze non siano completamente identificabili al momento di pubblicazione del DDS 2026, esse potranno essere oggetto di un’apposita integrazione dopo il termine del 30 settembre 2026 fissato dall’articolo 1 della deliberazione 392/2024/R/COM;
 - c) fornire un confronto con gli scenari utilizzati nel DDS 2024, segnalando eventuali miglioramenti e modifiche;
 - d) fornire, con maggior chiarezza, il dettaglio dei flussi attesi di importazioni ed esportazioni agli specifici punti transfrontalieri.
- 25.3 Per quanto riguarda gli elementi generali del Piano, si ritiene opportuno richiedere a Snam Rete Gas, a partire dal prossimo Piano di sviluppo, di:
- a) **sugli scenari**, garantire piena coerenza con i dati del DDS;
 - b) **sulle informazioni sulla spesa prevista e sugli interventi**:
 - i. garantire la coerenza e la riconciliabilità tra le informazioni, anche di sintesi, contenute nei vari documenti che costituiscono il Piano di sviluppo, in particolare: il documento di Piano, le singole schede progetto degli interventi, il database tabellare dei singoli progetti in formato *Excel*, e il Rapporto di monitoraggio;
 - ii. in particolare, prevedere che nei sopra richiamati documenti siano espressamente individuate, oltre alla spesa da sostenere nell’orizzonte di Piano, anche le eventuali spese già sostenute, spese da sostenere oltre l’orizzonte di Piano, nonché le spese riconducibili al progetto ma sostenute da terzi;
 - c) **sulla stima di impatto tariffario**:
 - i. esplicitare i diversi elementi che concorrono a determinare l’evoluzione dell’impatto tariffario, in particolare le assunzioni sull’evoluzione dei ricavi riconosciuti e sulla domanda sottostante, scomponendo i ricavi riconosciuti tra costi di capitale (da recuperare mediante corrispettivi di

Allegato A

- capacità) e costi operativi (de recuperare mediante corrispettivo variabile);
- ii. rappresentare più chiaramente gli effetti sull'impatto tariffario di scenari differenti;
 - iii. dare separata evidenza anche dell'impatto derivante dalla realizzazione del sottoinsieme di progetti per i quali sia già stata assunta la decisione finale di investimento (FID);
 - iv. esplicitare le assunzioni sul perimetro delle infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna che sono state considerate, anche in funzione delle scelte che saranno adottate in merito alla configurazione infrastrutturale ottimale.
- 25.4 In relazione alle modalità di stima dei costi per i singoli interventi, si richiede:
- a) a Snam Rete Gas di aggiornare il documento dei Criteri applicativi ACB al fine di:
 - i. aggiornare i dati di costo unitario tenendo conto delle evidenze di costo più recenti;
 - ii. eventualmente riconsiderare il valore delle *contingencies* applicate nelle fasi iniziali di progettazione, per tenere in debita considerazione anche gli scostamenti che dovessero emergere nella fase di contrattualizzazione in esito alle gare di appalto;
 - iii. prevedere specifiche tipologie di costi unitari che siano meglio in grado di intercettare gli specifici costi di interventi di sviluppo di minori dimensioni, specialmente quelli le cui reti siano, dal punto di vista tecnico-economico e realizzativo, più assimilabili a reti di distribuzione;
 - b) agli operatori diversi da Snam Rete Gas di utilizzare, laddove opportuno, metodologie proprie per la stima dei costi, qualora ritenute maggiormente in grado di riflettere gli specifici costi sottostanti, e nel caso di motivare adeguatamente tale scelta fornendo evidenza delle ragioni a supporto.
- 25.5 Per quanto riguarda la valutazione dei singoli interventi, si ritiene opportuno esprimere un nulla osta allo sviluppo degli interventi previsti nel Piano 2025, fatto salvo quanto di seguito riportato:
- a) sul progetto di sostituzione delle **centrali dual fuel di Snam Rete Gas**, sospendere la valutazione delle centrali di Terranuova Bracciolini, Melizzano, Masera, e Montesano, nelle more di ulteriori approfondimenti, in particolare connessi alla valutazione dello stato di salute degli impianti esistenti anche sulla base di una specifica metodologia *Asset Health*; nell'ambito di tali approfondimenti, valutare con particolare attenzione l'intervento della centrale di Masera, in quanto presenta ulteriori profili di criticità;
 - b) sul progetto di metanodotto **Matagiola – Massafra di Snam Rete Gas**:
 - i. valutare negativamente l'intervento, in ragione degli attuali esiti delle procedure di capacità incrementale;

Allegato A

- ii. in caso di ripresentazione del progetto in un futuro Piano, richiedere a Snam Rete Gas di fornire chiarimenti circa la denominazione del progetto (“Prima fase”) e le eventuali necessità di realizzazione di tratti di rete ulteriori rispetto al metanodotto Matagiola-Francavilla, come parte del più ampio progetto “Matagiola-Massafra”;
 - c) sul progetto di **metanizzazione della Sardegna di Enura**, rimandarne le valutazioni al procedimento di cui al documento per la consultazione 135/2026/R/GAS, anche in considerazione dell’opportunità, manifestata nell’ambito di tale documento, di effettuare ulteriori approfondimenti in tema di metanizzazione dell’Isola;
 - d) sui progetti di **Energie Rete Gas**:
 - i. valutare negativamente l’intervento relativo al metanodotto **Valsesia**, in ragione del mancato coordinamento con gli sviluppi delle reti di distribuzione;
 - ii. sospendere la valutazione degli interventi relativi ai metanodotti **Valli Neva e Pennavaira**, e **Tanaro – Arroscia – Impero**, in ragione delle procedure per l’affidamento del servizio di distribuzione tuttora in corso;
 - iii. sospendere la valutazione del progetto di realizzazione di una **rete di trasporto per la metanizzazione del Cilento**, rinviando eventuali determinazioni a una successiva fase di sviluppo progettuale, nella quale possano essere forniti elementi maggiormente dettagliati e consolidati;
 - e) sui progetti di **sostituzione dei metanodotti**, richiedere ai gestori di rendere disponibili, nel prossimo Piano, informazioni maggiormente disaggregate sugli indicatori *Asset Health*, includendo, ove tecnicamente possibile, i valori riferiti ai singoli tronchi interessati dagli interventi, nonché una descrizione più dettagliata delle componenti che concorrono alla determinazione degli indicatori e delle ragioni che giustificano le scelte di sostituzione.
- 25.6 Per quanto riguarda gli interventi per la transizione energetica, si ritiene opportuno proseguire nell’attività di monitoraggio di tali iniziative, nelle more della definizione di un quadro normativo completo in materia di idrogeno e CO₂, anche adoperandosi nelle sedi opportune per una corretta ripartizione transfrontaliera dei costi e dei rischi derivanti dalla loro realizzazione.
- 25.7 In sintesi, rispetto ad una spesa complessivamente prevista nel Piano pari a circa 18 miliardi di euro, la valutazione dell’Autorità ha riguardato gli interventi classificati come interventi di sviluppo (ad eccezione degli allacciamenti) e di mantenimento superiori alle soglie di applicabilità ACB, per un totale di circa 7,0 miliardi di euro, e gli interventi di sostituzione di metanodotti, per un totale di circa 4,7 miliardi di euro.
- 25.8 La Tabella 16 riporta una sintesi degli interventi valutati negativamente, o la cui valutazione è stata sospesa, per un totale di circa 2,5 miliardi di euro.

Allegato A

Tabella 16: Sintesi interventi valutati negativamente o sospesi

Interventi valutati negativamente o sospesi	2.523
Snam Rete Gas	1.242
<i>Matagiola - Massafra</i>	370
<i>Centrale dual fuel di Terranuova Bracciolini</i>	247
<i>Centrale dual fuel di Melizzano</i>	191
<i>Centrale dual fuel di Masera</i>	185
<i>Centrale dual fuel di Montesano</i>	249
Energie Rete Gas	256
<i>Valsesia</i>	84
<i>Valli Neva e Pennavaira</i>	4
<i>Tanaro - Arroscia - Impero</i>	136
<i>Cilento</i>	31
Metanizzazione Sardegna	1.025
<i>Metanizzazione Sardegna Fase 1 (Enura)</i>	507
<i>Metanizzazione Sardegna Fase 2 (Enura)</i>	112
<i>FSRU Oristano (Snam)</i>	300
<i>Opere portuali Oristano (Snam)</i>	106