

DELIBERAZIONE 2 LUGLIO 2026

234/2026/R/GAS

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

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1393^a riunione del 2 luglio 2026

VISTI:

- la 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, che abroga la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il regolamento (UE) 460/2017 della Commissione, del 16 marzo 2017, che istituisce un Codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas;
- il regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017, recante misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas;
- il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima;
- il regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER), ed abroga il regolamento (CE) 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento europeo e del Consiglio del 12 febbraio 2021, che istituisce il dispositivo per la ripresa e la resilienza;
- il regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021, che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica;
- il regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 (di seguito: regolamento (UE) 2022/869 o TEN-E);
- il 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*;
- il regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024, sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che

- abroga il regolamento (CE) 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: regolamento (UE) 2024/1789);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
 - il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo 164/00);
 - la legge 23 agosto 2004, n. 239;
 - la legge 23 luglio 2009, n. 99;
 - il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
 - la legge 29 luglio 2015, n. 115;
 - il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 come convertito, con modificazioni, con legge 11 settembre 2020, n. 120 (di seguito: decreto-legge 76/20);
 - il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, come convertito con legge 29 luglio 2021, n. 108 (di seguito: decreto-legge 77/21);
 - il decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, come convertito con modificazioni con legge 15 luglio 2022, n. 91 (di seguito: decreto-legge 50/22);
 - il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
 - il decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17 come convertito, con modificazioni, con legge 17 aprile 2022, n. 34;
 - la legge 30 dicembre 2023, n. 214 (di seguito: legge 214/23);
 - il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 22 dicembre 2000, di individuazione dell'ambito della Rete Nazionale di Gasdotti, e successivi aggiornamenti dell'ambito, da ultimo con decreto direttoriale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica 9 settembre 2025;
 - il decreto del Ministro delle Attività produttive 29 settembre 2005, di individuazione dell'ambito della Rete di Trasporto Regionale, e successivi aggiornamenti dell'ambito, da ultimo con decreto direttoriale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica 25 maggio 2023;
 - il decreto del Ministro dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione territoriale del 12 novembre 2011, n. 226;
 - il decreto del Ministro dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche agricole alimentari e forestali 2 marzo 2018;
 - il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 10 settembre 2025 (di seguito: dPCM 10 settembre 2025), in materia di opere e infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna, che sostituisce il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 marzo 2022 (di seguito: dPCM 10 settembre 2025);
 - il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, trasmesso alla Commissione Europea, di giugno 2024, pubblicato sul sito *internet* del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica (di seguito: PNIEC 2024);
 - il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza approvato il 13 luglio 2021;
 - la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM, e il relativo Allegato A (TIUC);
 - la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/GAS e il relativo Allegato A (TIB) in materia di bilanciamento gas;

- la deliberazione dell’Autorità 28 settembre 2017, 654/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2017/R/EEL), in materia di scenari;
- la deliberazione dell’Autorità 19 ottobre 2017, 689/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 689/2017/R/GAS), in materia di scenari;
- la deliberazione dell’Autorità 5 luglio 2018, 468/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 468/2018/R/GAS) e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 16 aprile 2019, 148/2019/R/GAS e il relativo Allegato A (TISG);
- la deliberazione dell’Autorità 11 giugno 2019, 230/2019/R/GAS e il relativo Allegato in materia di Criteri applicativi ACB in coerenza con le previsioni della deliberazione 468/2018/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 23 novembre 2021, 512/2021/R/GAS e il relativo Allegato A (RMTG) in materia di riassetto dell’attività di misura sulla rete di trasporto gas;
- la deliberazione dell’Autorità 3 maggio 2022, 195/2022/R/GAS, relativa alla definizione di una metodologia di valutazione dello stato di salute delle infrastrutture di trasporto del gas naturale;
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2022, 279/2022/R/COM, di avvio di procedimento per l’attuazione del dPCM in materia di opere e infrastrutture necessarie al *phase out* dell’utilizzo del carbone in Sardegna;
- la deliberazione dell’Autorità 25 ottobre 2022, 528/2022/R/GAS, in materia di criteri per la formulazione delle osservazioni ai bandi di gara per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale nelle località individuate dall’articolo 114-ter del decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34;
- la deliberazione dell’Autorità 21 marzo 2023, 108/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 108/2023/R/GAS) di valutazione urgente dell’intervento c.d. Linea Adriatica;
- la deliberazione dell’Autorità 4 aprile 2023, 139/2023/R/GAS, e il relativo Allegato A (di seguito: RTTG 2024-2027);
- la deliberazione dell’Autorità 23 maggio 2023, 220/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 220/2023/R/GAS), in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive connessioni;
- la deliberazione dell’Autorità 1° ottobre 2024, 392/2024/R/COM (di seguito: deliberazione 392/2024/R/COM), in materia di scenari dei Piani di sviluppo delle reti energetiche;
- la deliberazione dell’Autorità 11 marzo 2025, 88/2025/R/GAS (di seguito: deliberazione 88/2025/R/GAS), di valutazione dei Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2023;
- la deliberazione dell’Autorità 15 aprile 2025, 170/2025/R/GAS (di seguito: deliberazione 170/2025/R/GAS), di aggiornamento delle disposizioni in materia di Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale;
- la deliberazione dell’Autorità 8 luglio 2025, 321/2025/R/GAS in materia di tetti di spesa per il servizio di distribuzione gas;

- la deliberazione dell’Autorità 29 luglio 2025, 369/2025/R/GAS, di approvazione della proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione del Gnl, per l’anno 2026, del terminale FSRU di Ravenna;
- la deliberazione dell’Autorità 5 agosto 2025, 388/2025/R/GAS, di approvazione del documento “*Project proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2023 incremental capacity process*”;
- la deliberazione dell’Autorità 26 maggio 2026, 191/2026/R/GAS, di approvazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l’anno 2027 e rideterminazione dei ricavi di riferimento 2026;
- il documento per la consultazione 21 aprile 2026, 135/2026/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 135/2026/R/GAS) sul quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture del collegamento virtuale per la Regione Sardegna;
- la determinazione del direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità 17 ottobre 2025, n. 3/2025, e il relativo Allegato A;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità 11 marzo 2026, n. 1/2026 (di seguito: determinazione DINE 1/2026) e i relativi Allegati A e B, di approvazione dell’elenco degli esperti verificatori e individuazione degli esperti per le attività di verifica indipendente sul Piano 2025;
- il rapporto di scenari per il *Ten Year Network Development Plan* (di seguito: TYNDP) 2022 predisposto da ENTSO-E e ENTSG;
- il *TYNDP Scenario Report 2024*, di maggio 2024, redatto congiuntamente da ENTSG e ENTSO-E;
- l’opinione ACER 5/2024 del 30 settembre 2024 sulla conformità del *TYNDP Scenario Report 2024* di ENTSG e ENTSO-E con le Linee Guida ACER;
- il TYNDP 2024, reso disponibile dall’*European Network Transmission System Operators for Gas* (ENTSG) in data 18 marzo 2026;
- l’opinione ACER 7/2024 del 29 ottobre 2024 sul riesame dei Piani di sviluppo nazionali gas e idrogeno per valutare la loro coerenza con il Ten-Year Network Development Plan europeo;
- l’opinione ACER 13/2025 del 16 dicembre 2025 sulla bozza di Ten-Year Network Development Plan 2024 di ENTSG;
- il Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativo al 2025 (di seguito: Piano 2025), trasmesso da Snam rete Gas S.p.A. (di seguito: Snam Rete Gas);
- i documenti propedeutici al Piano 2025, quali:
 - il documento recante i “*Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto*” (di seguito: Criteri applicativi ACB) e la relativa Appendice informativa, predisposto da Snam Rete Gas S.p.A. e da ultimo aggiornato ai sensi della deliberazione 170/2025/R/GAS;
 - il documento di descrizione degli scenari di riferimento utilizzati nel Piano 2025, predisposto da Snam Rete Gas S.p.A. e Terna S.p.A. e pubblicato a settembre 2024 (di seguito: DDS 2024);

- le risultanze del processo di consultazione pubblica sul Piano 2025 e della relativa sessione pubblica di discussione svoltasi in data 4 dicembre 2025, come disponibili sul sito internet dell’Autorità;
- le verifiche degli esperti indipendenti su alcuni interventi del Piano 2025 trasmesse con comunicazioni prot. 42442 del 8 giugno 2026, prot. 44874 del 17 giugno 2026, prot. 45093 del 18 giugno 2026.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL QUADRO NORMATIVO:

- il regolamento (UE) 2024/1789 e il regolamento TEN-E prevedono disposizioni in materia di:
 - a) adozione da parte di ENTSOG, ogni due anni, di un *Ten-Year Network development Plan* (TYNDP) non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario;
 - b) attività di definizione di scenari ai fini della predisposizione del TYNDP, che hanno natura congiunta tra elettricità e gas;
 - c) verifiche della coerenza tra il TYNDP europeo e i Piani nazionali di sviluppo della rete;
 - d) identificazione, ogni due anni, di un elenco di Progetti di interesse comune (PCI) e di Progetti di interesse reciproco (PMI);
- 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*”;
- 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 nei Piani sia effettuata sulla base di criteri di economicità ed efficienza, pena il loro mancato o parziale riconoscimento tariffario;
- l’articolo 16 del decreto legislativo 93/11, come modificato con la legge 214/23, 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, prevedendo che l’impresa maggiore di trasporto trasmetta, ogni due anni, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete, un Piano unico sull’intero perimetro di rete (in luogo della trasmissione annuale di singoli Piani prevista dalla precedente versione del medesimo articolo 16);
- in particolare, ai sensi dell’articolo 16, comma 6bis, del decreto legislativo 93/11, l’Autorità:
 - a) valuta se il Piano contempli 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 26, paragrafo 3, lettera b), del regolamento (UE) 2024/1789;
- c) ha il potere di richiedere modifiche al Piano;
- 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);
- 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 del Piano 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.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL QUADRO REGOLATORIO RELATIVO AL PIANO DI SVILUPPO:

- 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;
- con la deliberazione 468/2018/R/GAS, l'Autorità ha introdotto disposizioni in relazione alle modalità di consultazione dei Piani, e Requisiti minimi per la predisposizione dei Piani e per l'analisi costi-benefici (di seguito: ACB) degli interventi (Requisiti minimi), rilevanti ai fini delle valutazioni di competenza

dell’Autorità; i Requisiti minimi sono stati aggiornati, da ultimo, con deliberazione 170/2025/R/GAS, anche per tener conto delle modifiche al decreto legislativo 93/11 disposte dalla legge 214/23;

- in coerenza con i Requisiti minimi, sono sottoposti ad ACB 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; 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 sicurezza della rete di trasporto del gas;
- 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;
- con la deliberazione 88/2025/R/GAS, l’Autorità ha espresso le proprie valutazioni sul Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale per l’anno 2023 (di seguito: Piano 2023).

CONSIDERATO CHE, CON SPECIFICO RIFERIMENTO AL QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO RELATIVO ALLO SVILUPPO INFRASTRUTTURALE NELLA REGIONE SARDEGNA:

- 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*”;
- l’articolo 31, comma 3, del decreto-legge 77/21, dispone 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 Ministro delle Infrastrutture e della Mobilità sostenibili, sono individuate le opere e le infrastrutture necessarie al *phase-out* dell’utilizzo del carbone in Sardegna;
- il dPCM 10 settembre 2025, che sostituisce il dPCM 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;
- con il documento per la consultazione 135/2026/R/GAS, l’Autorità ha posto in consultazione il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture del collegamento virtuale per la Regione Sardegna.

CONSIDERATO CHE, CON SPECIFICO RIFERIMENTO AL QUADRO REGOLATORIO RELATIVO ALLO SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO IN AREE DI NUOVA METANIZZAZIONE:

- 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 l'indice di capacità minima di trasporto (soglia inferiore pari a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata) e l'indice di costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna (soglia massima pari a 2.800 € per Smc/g, opportunamente rivalutata), ai fini della piena ammissibilità tariffaria del costo di investimento;
- 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).

CONSIDERATO CHE:

- per un maggior dettaglio sul contenuto del Piano, nonché sulle valutazioni dell'Autorità sui documenti del Piano e sui singoli interventi, si rimanda alla Relazione Tecnica di cui all'Allegato A del presente provvedimento, che ne costituisce parte integrante e sostanziale.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL PROCESSO DI CONSULTAZIONE DEL PIANO 2025:

- l'impresa maggiore di trasporto ha trasmesso all'Autorità il Piano 2025 in data 15 ottobre 2025; con il comunicato del 31 ottobre 2025 è stato avviato dall'Autorità il processo di consultazione del Piano 2025, che si è concluso in data 22 dicembre 2025; in data 19 dicembre 2025, l'impresa maggiore di trasporto ha reso disponibile una versione rettificata del Piano 2025 e di alcuni relativi Allegati;
- nel corso del processo di consultazione, l'impresa maggiore di trasporto, in coordinamento con gli altri gestori del sistema di trasporto, al fine di garantire la massima partecipazione al processo di consultazione, ha organizzato una sessione

pubblica *online*, che si è svolta in data 4 dicembre 2025, durante la quale sono stati presentati i principali interventi contenuti nel Piano e le principali ipotesi di scenario assunte;

- le osservazioni presentate dai soggetti interessati nell'ambito del processo di consultazione, unitamente alle controdeduzioni alle osservazioni elaborate da Snam Rete Gas in coordinamento con gli altri gestori di rete competenti, sono state rese pubbliche dall'Autorità sul proprio sito *internet* in data 5 marzo 2026;
- dalle osservazioni pervenute nell'ambito del procedimento di consultazione del Piano 2025 si riscontra in particolare:
 - a) un generale apprezzamento per il livello di coinvolgimento degli *stakeholder*, accompagnato da richieste di maggiore trasparenza nella gestione delle osservazioni, e maggiore visibilità alle controdeduzioni degli operatori;
 - b) l'esigenza di informazioni più dettagliate e trasparenti sugli investimenti, sugli impatti tariffari, sull'evoluzione dei costi dei progetti, sugli scostamenti rispetto ai Piani precedenti e sull'avanzamento degli interventi;
 - c) apprezzamento per gli interventi destinati a garantire sicurezza, flessibilità del sistema e integrazione dei gas rinnovabili, unitamente a richieste di maggiore coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione, e approfondimenti sugli effetti del *blending* di idrogeno;
 - d) la necessità di contenere i costi e migliorare l'efficienza degli investimenti, con particolare attenzione agli aumenti di spesa registrati in diverse categorie di intervento;
 - e) la richiesta di distinguere, nelle stime degli impatti tariffari, gli interventi già oggetto di decisione finale d'investimento (FID) da quelli ancora in fase preliminare, nonché di fornire indicazioni sull'evoluzione dei corrispettivi di entrata e uscita;
 - f) la richiesta di rendere più accessibili e dettagliate le informazioni sulla capacità di trasporto della rete, soprattutto per supportare la pianificazione degli impianti di biometano;
 - g) opinioni divergenti sull'intervento del metanodotto Matagiola - Massafra: da un lato il sostegno per il suo ruolo nell'incremento delle importazioni di gas, dall'altro preoccupazioni circa il rischio di sovradimensionamento e l'inclusione nel Piano di progetti con limitate prospettive di realizzazione nel breve termine;
 - h) preoccupazioni per il forte incremento dei costi delle centrali *dual fuel*, richieste di chiarimento sul perimetro degli interventi e sui rapporti con i progetti per l'idrogeno, nonché osservazioni relative all'erogazione dei servizi di flessibilità da parte dell'impresa maggiore di trasporto;
 - i) richieste di maggiore trasparenza sugli investimenti relativi al collegamento virtuale per la Regione Sardegna e agli interventi per la metanizzazione dell'Isola, con particolare attenzione ai costi, al coordinamento con infrastrutture già esistenti e al rischio di sottoutilizzo delle nuove opere in un contesto di domanda gas decrescente;

- j) sostegno ad alcuni progetti di metanizzazione di nuove aree, tra cui il Cilento, la Sardegna e il metanodotto Tanaro – Arroscia - Impero;
 - k) richieste di chiarimento sugli aumenti di spesa relativi agli interventi di mantenimento e sicurezza della rete;
 - l) la proposta di prevedere forme di allocazione transfrontaliera dei costi per i progetti destinati ad aumentare la capacità di esportazione verso altri Paesi;
 - m) l'apprezzamento per la cancellazione del progetto “Allacciamento FSRU Alto Tirreno”;
- i partecipanti alla consultazione hanno anche fornito osservazioni in merito ai progetti al di fuori dell’ambito di valutazione dell’Autorità; in particolare, relativamente al progetto “Dorsale idrogeno”, hanno evidenziato il considerevole incremento dei costi rispetto al Piano precedente; inoltre, hanno espresso riserve sulla sostenibilità economica dei progetti legati alla cattura e stoccaggio della CO₂;
 - rispetto a tali osservazioni, Snam Rete Gas ha reso disponibile, in data 24 febbraio 2026 (pubblicato dall’Autorità sul proprio sito *internet* in data 5 marzo 2026), un documento di controdeduzioni, in coordinamento con gli altri gestori; in particolare, nel documento si osserva che:
 - a) il processo di consultazione ha garantito un ampio coinvolgimento degli *stakeholder* e le domande formulate durante la sessione pubblica sono state aggregate per temi omogenei, con pubblicazione integrale dei quesiti e delle relative risposte;
 - b) il livello di dettaglio del Piano è stato definito per bilanciare l’esigenza di fornire informazioni adeguate con quella di mantenere una rappresentazione sintetica ed efficace dell’intera rete nazionale di trasporto;
 - c) le stime di costo riportate nel Piano comprendono sia i progetti con decisione finale d’investimento già assunta sia quelli ancora in fase di sviluppo, mentre gli impatti tariffari sono calcolati al netto di contributi pubblici e di costi sostenuti da terzi;
 - d) le informazioni sugli scostamenti temporali dei principali investimenti rispetto al Piano precedente sono riportate nel Rapporto di Monitoraggio;
 - e) gli scostamenti dei costi di investimento sono principalmente riconducibili ad aggiornamenti progettuali, prescrizioni emerse durante gli iter autorizzativi, risultati delle gare d’appalto e condizioni operative dei cantieri;
 - f) gli incrementi di spesa complessiva degli investimenti di sviluppo derivano in particolare dall’allacciamento del terminale FSRU di Ravenna, dall’anticipo di alcuni interventi di metanizzazione in Sardegna e dall’aumento delle connessioni agli impianti di produzione di biometano;
 - g) le variazioni di costo degli interventi di mantenimento e sicurezza sono legate ad affinamenti progettuali, all’esito delle gare, al rinvio di alcune attività e all’introduzione di nuovi interventi per interferenze, opere idrogeologiche e miglioramenti impiantistici;
 - h) maggiori informazioni sulla capacità di immissione del biometano sono disponibili tramite il Portale Unico di Snam;

- i) l'aumento dei costi delle centrali *dual fuel* è dovuto principalmente all'aggiornamento delle attività di ingegneria e agli esiti delle gare d'appalto; le centrali *dual fuel* e la rete per il trasporto dell'idrogeno costituiscono interventi distinti e indipendenti;
- j) gli interventi di sviluppo della rete in Sardegna sono stati coordinati con gli altri operatori interessati;
- la richiesta all'Autorità di valutare gli effetti dell'eventuale miscelazione di idrogeno nella rete gas potrà essere valutata anche in esito all'attribuzione all'Autorità di specifiche competenze in materia di idrogeno;
- anche in assenza di iniziative di *Cross-Border Cost Allocation* (CBCA) da parte dei soggetti promotori, la realizzazione di infrastrutture con rilevanza transfrontaliera consente anche un maggior utilizzo della rete di trasporto italiana e dunque la copertura di una parte di relativi costi da parte dei soggetti esportatori, con una conseguente riduzione dei costi a carico del sistema italiano.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLA COERENZA TRA IL PIANO NAZIONALE E IL TYNDP EUROPEO, E IN TEMA DI SCENARI:

- 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, e alla presenza nel TYNDP 2024 di alcuni progetti con valutazione negativa o sospensiva dall'Autorità successivamente all'invio dei progetti da parte dei promotori;
- con riferimento agli scenari, elaborati nel DDS 2024 e presentati sinteticamente anche nel Piano 2025, questi risultano sostanzialmente conformi ai principali requisiti regolatori; tuttavia:
 - a) presentano differenze rilevanti rispetto a quelli sviluppati in ambito europeo da ENTSOG e ENTSO-E, con una domanda di gas naturale e una produzione di biometano generalmente più elevate e una domanda di idrogeno inferiore, senza che siano fornite motivazioni adeguate e complete per tutti gli elementi di scostamento;
 - b) il confronto con il PNIEC risulta parziale a causa della limitata disponibilità di dati, sebbene le ipotesi relative a offerta di gas, prezzi del gas e quote di CO₂ risultino coerenti;
 - c) non viene fornita un'adeguata descrizione delle importazioni ed esportazioni con i sistemi confinanti;
 - d) non viene fornita un'adeguata evidenza delle modifiche e dei miglioramenti apportati agli scenari rispetto a quelli utilizzati nei precedenti Piani.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AGLI ELEMENTI GENERALI DEL PIANO:

- il Piano 2025 prevede investimenti complessivi pari a circa 18 miliardi di euro nel periodo 2025-2034, cui si aggiungono 2,4 miliardi di euro oltre l'orizzonte di Piano;

- la quasi totalità della spesa è attribuibile a Snam Rete Gas, mentre tra gli altri operatori i maggiori investimenti sono previsti da SGI, Enura ed Energie Rete Gas;
- con riferimento alle tipologie di intervento:
 - a) 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;
 - b) 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;
 - c) 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;
 - d) 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;
 - nel complesso, il volume degli investimenti previsti risulta sostanzialmente in linea con quello del Piano 2023 (+1,3%), a fronte tuttavia di una riduzione del numero di progetti di sviluppo;
 - la valutazione dell'Autorità nell'ambito del presente provvedimento riguarda 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; rispetto ad una spesa complessivamente prevista nel Piano pari a circa 18 miliardi di euro, la valutazione dell'Autorità riguarda interventi per un totale di circa 11,7 miliardi di euro;
 - nel Piano sono inoltre stati rappresentati gli interventi per la transizione energetica, in particolare relativi al settore dell'idrogeno e al settore della cattura, trasporto e stoccaggio di CO₂; tali interventi sono al di fuori dell'ambito di valutazione dell'Autorità;
 - le informazioni riportate nei diversi documenti che compongono il Piano non risultano sempre pienamente coerenti e riconciliabili, specialmente per quanto riguarda i dati di spesa;
 - la rappresentazione dell'impatto tariffario, pur basata su assunzioni ritenute complessivamente ragionevoli, presenta alcuni profili di miglioramento in termini di trasparenza, disaggregazione e coerenza informativa; in particolare, l'analisi potrebbe beneficiare di:

- a) esplicitazione dei principali fattori che determinano l'evoluzione dell'impatto tariffario, quali le ipotesi relative ai ricavi riconosciuti e alla domanda sottostante;
 - b) adeguata rappresentazione degli effetti derivanti dal fatto di considerare scenari diversi;
 - c) separata evidenza dell'impatto tariffario dei soli interventi per i quali sia già stata assunta la decisione finale di investimento (FID);
 - d) maggiore chiarezza circa il perimetro delle infrastrutture considerate, specialmente per quanto riguarda la metanizzazione della Regione Sardegna;
- infine, le informazioni relative a importazioni ed esportazioni nei singoli punti di interconnessione non risultano presentate con un adeguato livello di dettaglio.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AI SINGOLI INTERVENTI:

- con la determinazione DINE 1/2026, sono stati individuati gli interventi da sottoporre a verifica indipendente, e gli esperti deputati a tale incarico; sono state quindi acquisite le relazioni di verifica indipendente relative ai seguenti interventi:
 - 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;
- le attività istruttorie condotte sul Piano 2025 e sui documenti ad esso propedeutici, anche tenuto conto degli esiti delle verifiche indipendenti, hanno fatto emergere alcuni profili di incoerenza nell'applicazione dei Requisiti minimi, carenze informative o necessità di ulteriori approfondimenti, di seguito rappresentati;
- sulle centrali di compressione *dual fuel* di Snam Rete Gas:
 - a) l'intervento mantiene, in termini generali, obiettivi coerenti con il miglioramento dell'efficienza energetica, la riduzione delle emissioni e il supporto alla flessibilità del sistema elettrico;
 - b) tuttavia, la convenienza economica degli interventi risulta fortemente sensibile ai costi e ai tempi di realizzazione;
 - c) i costi di investimento presentano elevata variabilità tra le diverse centrali e risultano influenzati da fattori specifici, rendendo difficile l'individuazione di *benchmark* affidabili anche a livello internazionale; una quota rilevante degli incrementi di costo è associata al ricalcolo degli interessi passivi in corso d'opera (IPCO) e alle *contingency*, la cui incidenza dovrebbe essere maggiormente esplicitata e motivata in relazione a fattori esogeni e complessità realizzative;
 - d) permangono criticità nella chiarezza della prioritizzazione degli interventi, e non risulta essere stata sviluppata la metodologia *Asset Health* per valutare lo stato degli impianti esistenti, al fine di supportare le decisioni di sostituzione e la relativa priorità degli interventi;
- sul metanodotto Matagiola-Massafra “prima fase” di Snam Rete Gas, l'intervento non presenta elementi sostanzialmente nuovi tali da modificare la valutazione negativa già

espressa dall’Autorità sul Piano 2023; in particolare, le procedure di capacità incrementale condotte negli ultimi anni non hanno evidenziato un interesse di mercato tale da rendere necessaria l’espansione del gasdotto TAP a un livello che renda necessario il potenziamento dell’infrastruttura italiana; è attualmente in corso una nuova procedura di capacità incrementale, i cui esiti non sono ancora disponibili;

- sugli sviluppi per nuove metanizzazioni in Piemonte, Liguria, Valle d’Aosta e Toscana, di Energie Rete Gas:
 - a) per diversi progetti (Valsesia, Tanaro – Arroscia - Impero, Valli Neva e Pennavaira) permangono condizioni non pienamente mature di coordinamento con le gare ATEM, che risultano in alcuni casi non ancora bandite o non ancora assegnate;
 - b) gli interventi presentano incrementi di costo significativi rispetto al Piano precedente, attribuibili principalmente all’applicazione di una diversa metodologia per la stima dei costi di investimento;
- sul progetto di realizzazione di una rete di trasporto per la metanizzazione del Cilento, di Energie Rete Gas:
 - a) l’analisi economica presenta criticità legate in particolare alle modalità di trattamento dei contributi pubblici, e alla sensibilità rispetto alle ipotesi di domanda di gas;
 - b) lo stato di coordinamento con le gare ATEM e con gli sviluppi della rete di distribuzione non risulta ancora completamente definito, con conseguenti incertezze sulla definitiva configurazione del progetto;
 - c) emergono specifiche criticità legate alla possibile riclassificazione di reti da distribuzione a trasporto, con potenziali impatti sulla necessità di realizzare ulteriori infrastrutture, e possibili incrementi dei costi complessivi;
- sul progetto di metanizzazione della Regione Sardegna:
 - a) dalle informazioni rese nell’ambito del Piano non è possibile ricostruire un quadro organico e completo delle infrastrutture e dei servizi funzionali alla metanizzazione della Sardegna, specialmente per quanto riguarda le infrastrutture potenzialmente ricomprese nell’ambito del collegamento virtuale; per una rappresentazione complessiva di tali opere, si rimanda al documento per la consultazione 135/2026/R/GAS;
 - b) la valutazione sul perimetro delle infrastrutture da ricomprendere nel collegamento virtuale, e sul quadro regolatorio applicabile, è effettuata da parte dell’Autorità nell’ambito del procedimento di cui al documento per la consultazione 135/2026/R/GAS;
 - c) il progetto di sviluppo della rete di trasporto presentato da Enura prevede un’articolazione in due fasi, di cui prioritaria risulta quella per servire i bacini di consumo del Centro-Sud dell’Isola; la realizzazione delle infrastrutture destinate all’alimentazione dell’area Nord risulta subordinata alla conversione a gas metano della centrale di Fiume Santo;

- sugli interventi di sostituzione:
 - a) risultano nel complesso motivati da esigenze di sicurezza e integrità delle infrastrutture, sulla base delle valutazioni condotte tramite metodologia *Asset Health*;
 - b) gli scostamenti di costo rispetto al Piano precedente sono generalmente riconducibili all'evoluzione della progettazione esecutiva e alle criticità emerse nella fase realizzativa;
 - c) si ravvisano margini di miglioramento nella trasparenza e disaggregazione delle informazioni relative agli indicatori *Asset Health*.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLE MODALITÀ DI STIMA DEI COSTI DI INVESTIMENTO:

- le stime, effettuate sulla base dei Criteri applicativi ACB elaborati da Snam Rete Gas, dipendono dalla fase di maturità del progetto, passando da approcci semplificati basati su costi medi e *contingency* nella fase di pre-fattibilità a metodologie più analitiche e dettagliate nelle fasi successive, in cui si utilizzano costi unitari per componenti specifiche dell'opera;
- l'applicazione di tale metodologia ha determinato, nel caso di alcuni interventi promossi da imprese di trasporto diverse da Snam Rete Gas, significativi incrementi di costo rispetto a quello risultante da metodologie basate su dati e criteri specifici della singola impresa;
- inoltre, dal Rapporto di monitoraggio risulta come una quota significativa degli scostamenti di costo rispetto al Piano precedente emerga in fase di gara o esecuzione, indicando che le stime iniziali non hanno sempre previsto correttamente le dinamiche di prezzo risultanti dall'aggiudicazione delle gare, o le difficoltà riscontrate in fase realizzativa.

RITENUTO CHE, CON RIFERIMENTO AGLI ELEMENTI GENERALI DEL PIANO:

- con riferimento al processo di definizione degli scenari, sia opportuno richiedere a Snam e Terna che, nel prossimo DDS:
 - a) sia 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;
 - b) siano evidenziate e quantificate correttamente le eventuali discrepanze con gli scenari sviluppati in ambito europeo, e siano riportate 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 possano essere oggetto di un'apposita integrazione dopo il termine del 30 settembre 2026 fissato dall'articolo 1 della deliberazione 392/2024/R/COM;

- c) sia fornito un confronto con gli scenari utilizzati nel DDS 2024, segnalando eventuali miglioramenti e modifiche;
 - d) sia fornito, con maggior chiarezza, il dettaglio dei flussi attesi di importazioni ed esportazioni agli specifici punti transfrontalieri;
- per quanto riguarda gli elementi generali del Piano, sia 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 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;
- in relazione alle modalità di stima dei costi per i singoli interventi, sia opportuno richiedere:
 - 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, presentando all'Autorità i dati e le analisi a supporto di tale aggiornamento;
 - 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.

RITENUTO CHE, CON RIFERIMENTO AI SINGOLI INTERVENTI:

- sia preliminarmente opportuno richiamare che gli interventi che sono stati indicati “oltre orizzonte di Piano” non sono per il momento oggetto di valutazione dell’Autorità, ma lo saranno in caso di eventuale proposta nell’orizzonte temporale di futuri Piani di sviluppo;
- sia 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;
 - 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;
- per quanto riguarda gli interventi per la transizione energetica, sia 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

DELIBERA

1. di valutare, ai sensi dell’articolo 16, comma *6bis*, del decreto legislativo 93/11, e ai fini dei riconoscimenti tariffari, il Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas relativo all’anno 2025, esprimendo un nulla osta allo sviluppo degli interventi ivi previsti, fatto salvo quanto specificatamente trattato nei termini di cui ai successivi punti del presente provvedimento, e tenuto conto delle motivazioni espresse nelle relative premesse e nella Relazione Tecnica di cui all’Allegato A del presente provvedimento, che ne costituisce parte integrante e sostanziale;
2. di valutare negativamente, non approvando ai fini tariffari sulla base degli elementi informativi ad oggi disponibili, i seguenti interventi:
 - a. metanodotto Matagiola – Massafra, di Snam Rete Gas;
 - b. metanodotto Valsesia, di Energie Rete Gas;
3. di sospendere la valutazione, e i relativi riconoscimenti tariffari, dei seguenti interventi:
 - a. centrali di compressione *dual fuel* di Terranuova Bracciolini, Melizzano, Masera, e Montesano, di Snam Rete Gas;
 - b. metanodotti Valli Neva e Pennavaira, Tanaro – Arroscia – Impero, e Cilento, di Energie Rete Gas;
4. di rimandare le valutazioni sul progetto di metanizzazione della Sardegna di Enura 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;
5. di richiedere a Snam Rete Gas, dal prossimo Piano di sviluppo:
 - a. di garantire piena coerenza tra gli scenari rappresentati nel Piano e i dati del DDS;
 - b. di garantire la coerenza e la riconciliabilità tra le informazioni, anche di sintesi, contenute nei vari documenti che costituiscono il Piano di sviluppo;
 - c. sulle stime di impatto tariffario, di esplicitare i diversi elementi che concorrono a determinarne l'evoluzione, di rappresentare più chiaramente gli effetti di scenari differenti, di dare separata evidenza dell'impatto derivante dalla realizzazione del sottoinsieme di progetti per i quali sia già stata assunta la decisione finale di investimento (FID), e di esplicitare le assunzioni sul perimetro delle infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna considerate;
 6. in merito alle stime di costo:
 - a. di richiedere a Snam Rete Gas di aggiornare il documento dei Criteri applicativi ACB, con particolare riferimento ai dati di costo unitario degli *asset*, tenendo conto delle evidenze di costo più recenti, e al valore delle *contingencies*, presentando all'Autorità i dati e le analisi a supporto di tale aggiornamento;
 - b. di richiedere 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;
 7. di richiedere a Snam e Terna che, nel prossimo Documento di Descrizione degli Scenari:
 - a. sia 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;
 - b. siano evidenziate e quantificate correttamente le eventuali discrepanze con gli scenari sviluppati in ambito europeo e siano riportate con maggiore dettaglio le motivazioni specifiche; qualora 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. sia fornito un confronto con gli scenari utilizzati nel DDS 2024;
 - d. sia fornito, con maggior chiarezza, il dettaglio dei flussi attesi di importazioni ed esportazioni agli specifici punti transfrontalieri;
 8. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica;
 9. di trasmettere il presente provvedimento ai seguenti gestori del sistema di trasporto: Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Energie Rete Gas S.r.l., Enura S.p.A., Gasdotti Alpini S.r.l., Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A., Metanodotto Alpino S.r.l., Netenergy Service S.r.l., Retragas S.r.l., Società Gasdotti Italia S.p.A., Snam Rete Gas S.p.A.;

10. di pubblicare il presente provvedimento e il relativo Allegato A sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

2 luglio 2026

IL PRESIDENTE
Nicola Dell'Acqua