

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

135/2026/R/GAS

**ATTUAZIONE DEL DECRETO DEL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI
MINISTRI 10 SETTEMBRE 2025, IN MATERIA DI OPERE E
INFRASTRUTTURE NECESSARIE AL *PHASE OUT* DELL'UTILIZZO DEL
CARBONE IN SARDEGNA**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e
Ambiente 28 giugno 2022, 279/2022/R/COM

Mercati di incidenza: gas naturale

21 aprile 2026

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 28 giugno 2022, 279/2022/R/COM, per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 settembre 2025 in materia di individuazione delle opere e delle infrastrutture necessarie al phase out dell'utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'Isola, che sostituisce il precedente decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 marzo 2022, con particolare riferimento al collegamento virtuale (c.d. virtual pipeline) di cui all'articolo 60, comma 6, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **15 giugno 2026**, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali.*

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati. In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia
piazza Cavour, 5 - 20121 – Milano
tel. 02.655.65.800
pec: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'articolo 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo e-mail: rpd@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo e-mail professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....	6
1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione.....	6
2. Contesto ed evoluzione del sistema energetico in Sardegna	9
3. Struttura del documento	13
PARTE II AMBITO DI APPLICAZIONE.....	14
4. Previsioni di domanda.....	14
5. Perimetro delle infrastrutture da ricomprendere nell'ambito del collegamento virtuale e loro dimensionamento	15
Infrastrutture individuate dal dPCM.....	15
Criteri di dimensionamento del collegamento virtuale.....	16
Adeguamento dei terminali di rigassificazione esistenti	17
<i>Terminale di Panigaglia.....</i>	<i>17</i>
<i>Terminale di Livorno.....</i>	<i>17</i>
Servizio di trasporto tramite navi spola.....	18
Infrastrutture relative a nuovi terminali di rigassificazione e depositi costieri	18
<i>Terminale di Oristano</i>	<i>18</i>
<i>Terminale di Porto Torres.....</i>	<i>18</i>
<i>Altri terminali non ricompresi nel collegamento virtuale.....</i>	<i>19</i>
Trasporto su gomma e depositi criogenici.....	19
6. Rete di trasporto	22
7. Reti di distribuzione	23
8. Sintesi infrastrutture	24
PARTE III ASPETTI DI NATURA TARIFFARIA	26
9. Criteri di riconoscimento dei costi del collegamento virtuale	26
10. Criteri di determinazione dei corrispettivi di trasporto	29
Orientamenti dell'Autorità nell'ambito della consultazione per il 6PRT.....	29
Orientamenti dell'Autorità per la determinazione dei corrispettivi in esito alla revisione del dPCM	31
Opzioni per l'allocazione dei costi	32
Stima degli impatti tariffari	33
Valutazione e orientamento dell'Autorità	38
11. Criteri di determinazione delle tariffe di distribuzione e relativa perequazione	39
12. Decorrenza	41
PARTE IV ASPETTI RELATIVI ALLE MODALITÀ DI SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO DEL COLLEGAMENTO VIRTUALE	43

13. Premessa	43
14. Modalità di gestione del collegamento virtuale.....	43
Servizio di liquefazione virtuale SSLNG e procedure di merito economico	44
Definizione dell'equazione di bilancio del collegamento virtuale	45
Aggiornamento dell'equazione del trasportatore	46
Integrazioni al TIB funzionali al bilanciamento della rete di trasporto del Continente e alla neutralità dell'RdB.....	47
Opzioni di flessibilità e utilizzo della capacità	47
Quadro di regole per la gestione del collegamento virtuale	48
15. Aspetti relativi al <i>settlement</i>	49
16. Aspetti relativi al funzionamento del mercato retail.....	49
PARTE V CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	50
17. Conclusioni.....	50

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 28 giugno 2022, 279/2022/R/COM, per l'attuazione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 marzo 2022, in materia di individuazione delle opere e delle infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'Isola, come sostituito dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 10 settembre 2025 (di seguito: dPCM 10 settembre 2025).
- 1.2 Il dPCM 10 settembre 2025 attua:
- a) l'articolo 60, comma 6, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120 (di seguito: decreto-legge 76/20), in base al quale *“Al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, garantendo l’approvvigionamento di energia all’Isola a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d’Italia, assicurando al contempo la compatibilità con l’ambiente e l’attuazione degli obiettivi del PNIEC, in tema di rilancio industriale, di decarbonizzazione dei consumi e di phase out delle centrali a carbone presenti nella regione Sardegna, è considerato parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l’insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa. Il gestore della rete nazionale di trasporto attiva una procedura per consentire la presentazione di richieste di allacciamento alla rete nazionale di trasporto a mezzo di tali infrastrutture entro trenta giorni dalla data entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, e avvia le attività propedeutiche alla realizzazione delle stesse infrastrutture.”*;
 - b) l'articolo 31, comma 3, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108 (di seguito: decreto-legge 77/21), in base al quale *“Al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna anche in attuazione dell’articolo 60, comma 6, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, 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 nell’Isola.”*.

- 1.3 Inoltre, l'articolo 3 del decreto legislativo 93/11, prevede che, con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, siano individuate le necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di produzione di energia elettrica, di rigassificazione di gas naturale liquefatto, di stoccaggio in sotterraneo di gas naturale e di stoccaggio di prodotti petroliferi e di gas naturale liquefatto, e le relative infrastrutture di trasmissione e di trasporto di energia, al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale.
- 1.4 Il dPCM 10 settembre 2025 individua le attività e le infrastrutture necessarie per garantire il collegamento virtuale tra la Regione Sardegna e il Continente, da ricomprendere nella rete nazionale del trasporto gas, e prevede che l'Autorità, entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del dPCM, definisca *“il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal presente decreto, con particolare riferimento ai servizi del collegamento virtuale e alla sostenibilità degli investimenti”*, e garantisce *“la perequazione rispetto al sistema nazionale per tutto il territorio regionale”*.
- 1.5 Ai sensi dell'articolo 2, comma 3, del medesimo dPCM, la rete nazionale del trasporto del gas è estesa alla Sardegna, anche ai fini tariffari, attraverso un collegamento virtuale, quale sistema operato dal gestore della rete nazionale per il trasporto di gas naturale nella Regione, e comprende il seguente insieme di attività e infrastrutture:
- 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 Livorno 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 una 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 suddetta centrale, il dPCM prevede che tali utenze e i relativi tratti di rete siano 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 Livorno e destinato a rifornire le 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, e all'installazione delle FSRU.
- 1.6 Ai sensi dell'articolo 2, comma 4, del dPCM 10 settembre 2025 i terminali FSRU di Oristano e Porto Torres sono collegati, attraverso tratti di rete di trasporto, ai principali bacini di consumo del settore industriale e alle aree interessate dalla realizzazione di centrali termoelettriche alimentate a gas, nonché, ove possibile in funzione della analisi costi-benefici (ACB) svolta nell'ambito della progettazione di cui al comma 5, alle reti di distribuzione realizzate al momento dell'entrata in vigore del dPCM, anche con riferimento alle reti esistenti a GPL e aria propanata oggetto di riconversione a gas naturale. Tali tratti di reti interni sono costituiti da:
- a) i tratti di rete necessari per collegare l'impianto presso Oristano alle zone industriali e ai bacini di distribuzione, nonché alle centrali termoelettriche a gas;
- b) i tratti di rete necessari per collegare l'eventuale impianto FSRU presso Porto Torres, previsto in caso di riconversione a gas metano della centrale termoelettrica di Fiume Santo, alle zone produttive e alle reti di distribuzione della Città metropolitana di Sassari, nonché alle eventuali centrali termoelettriche a gas.
- 1.7 Inoltre, ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del medesimo dPCM, 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.”*
- 1.8 A decorrere dalla data di entrata in vigore del dPCM (ossia dal giorno successivo alla data di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale, avvenuta il 3 novembre 2025), l'impresa maggiore di trasporto di gas naturale avvia la progettazione della configurazione infrastrutturale, e le attività propedeutiche alla realizzazione delle infrastrutture del collegamento virtuale, *“con particolare riferimento a una procedura aperta per verificare la possibilità di accesso dei terzi alle infrastrutture di rigassificazione facenti parte del collegamento virtuale”* (cfr. articolo 2, comma 6), per la quale si rimanda alla successiva Parte IV.
- 1.9 L'articolo 2, comma 9, del dPCM attribuisce inoltre all'Autorità il compito di adottare misure adeguate a consentire, nei limiti di costi efficienti, a decorrere dal 1° gennaio 2026, tariffe di distribuzione in linea con quelle dell'ambito tariffario Meridionale, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna al momento dell'entrata in vigore del decreto.
- 1.10 In sede di avvio di procedimento (cfr. deliberazione 279/2022/R/COM) l'Autorità aveva richiesto all'impresa maggiore di trasporto (di seguito: Snam) e al gestore del sistema di trasmissione nazionale (di seguito: 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 alla *virtual pipeline*. L’Autorità aveva inoltre previsto che tali documenti fossero sottoposti a consultazione pubblica, e successivamente inviati all’Autorità con gli esiti della consultazione.

- 1.11 Con la medesima deliberazione 279/2022/R/COM, l’Autorità aveva altresì richiesto ai gestori di reti di distribuzione operanti nella Regione Sardegna di trasmettere informazioni di dettaglio in merito alle reti di distribuzione del gas naturale realizzate o con cantiere avviato al 31 maggio 2022.
- 1.12 Snam e Terna, da ultimo con comunicazioni 31 gennaio 2023 (prot. Autorità A/6895 del 1° febbraio 2023) e 1° febbraio 2023 (prot. Autorità A/7154 del 2 febbraio 2023), hanno presentato:
 - a) un documento di scenari di domanda di energia elettrica e gas naturale relativi alla Regione Sardegna;
 - b) un documento con una configurazione infrastrutturale del collegamento virtuale c.d. “modulare”, dimensionata al fine di garantire da subito i consumi previsti al 2030 e accompagnare la successiva crescita della domanda interna.
- 1.13 In esito alla pubblicazione del dPCM 10 settembre 2025, gli Uffici dell’Autorità hanno richiesto a Snam 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 con comunicazione 22 dicembre 2025 (prot. Autorità A/89327 del 23 dicembre 2025).
- 1.14 Anche con riferimento alle reti di distribuzione ubicate nella Regione Sardegna, gli Uffici dell’Autorità hanno richiesto a Medea S.p.A. (società appartenente al gruppo Italgas S.p.A.) un aggiornamento degli scenari di domanda di gas e della configurazione infrastrutturale delle reti di distribuzione, in coerenza con quanto disposto dal dPCM 10 settembre 2025. Tali informazioni sono state trasmesse da Italgas S.p.A. con comunicazione 11 marzo 2026 (prot. Autorità A/19191 del 12 marzo 2026).

2. Contesto ed evoluzione del sistema energetico in Sardegna

- 2.1 Per completezza, si intende fornire di seguito un quadro generale e sintetico degli scenari di sviluppo energetico regionale, in relazione agli aspetti infrastrutturali e alla domanda e offerta di gas naturale e di energia elettrica.
- 2.2 A livello complessivo, per la Regione Sardegna nel 2024 la domanda per uso finale elettrico è di poco inferiore a 8 TWh/anno, mentre, esclusa la domanda legata al settore dei trasporti, la restante domanda di energia termica è di poco

- superiore a 8 TWh/anno. Quest'ultima è composta da 4,3 TWh/anno di consumi nel settore civile/residenziale e 3,3 TWh/anno nel settore industriale.¹
- 2.3 Il tasso dell'elettrificazione in Sardegna, già alto, è in progressivo aumento (fino a circa 10 TWh previsti negli scenari di Terna e SNAM), nonostante un importante calo negli anni dei consumi elettrici industriali della Regione.²
- 2.4 Nell'ultima decina di anni, la Sardegna ha registrato un supero - ossia un'eccedenza di produzione elettrica rispetto alla richiesta totale - abbastanza costante, dell'ordine di 3 TWh/anno. Nel 2024 la produzione lorda di energia elettrica in Sardegna è stata pari a circa 12 TWh, di cui circa 4 TWh da fonti rinnovabili (idroelettrico, solare ed eolico) e circa 8 TWh da fonte termoelettrica, inclusa la quota da combustibili solidi (carbone).³ La Sardegna scambia l'energia con le altre regioni italiane e alimenta la Corsica (Francia) tramite tre collegamenti: l'interconnessione SA.PE.I. (Sardegna - Penisola italiana) da 1.000 MW, la linea 150 kV Sardegna - Corsica (SARCO) e l'interconnessione SA.CO.I. 2 (Sardegna - Corsica - Toscana), destinata ad essere potenziata (SA.CO.I. 3, in costruzione, capacità di 400 MW con entrata in esercizio entro il 2030).
- 2.5 Inoltre, di rilevante interesse è il progetto c.d. *Tyrrhenian Link*, con una capacità di trasporto di 1.000 MW per ciascun collegamento (Sardegna - Sicilia e Sicilia - Campania), il cui completamento è atteso entro il 2030. La presenza di questo progetto, secondo Terna, non rende necessaria la conversione a gas della centrale Fiume Santo. In ottica di più lungo termine, tra gli investimenti previsti da Terna vi è anche la realizzazione del c.d. *Sardinian Link*, il cui iter autorizzativo è iniziato a ottobre 2025, ossia la ricostruzione della rete sarda a 220 kV da Nord a Sud tramite una dorsale di oltre 250 km, che consentirà maggiori scambi di 1 GW tra Nord e Sud della Regione e una ancora maggiore integrazione dell'energia rinnovabile prodotta.
- 2.6 Con riferimento ai dati di capacità di produzione da fonti rinnovabili installata in Sardegna al 31 dicembre 2024, la potenza efficiente lorda è pari a circa 3,3-3,5 GW (eolico, fotovoltaico e idroelettrico, incluso il pompaggio di Taloro da 240 MW), a fronte di una potenza totale installata sull'Isola - comprensiva del parco termoelettrico - di circa 5,8 GW lordi⁴. La componente idroelettrica comprende 18 impianti per una potenza efficiente lorda di 468 MW, di cui 242 MW da pompaggio misto (impianto di Taloro), che costituisce la principale risorsa di flessibilità programmabile del sistema elettrico isolano; la produzione idroelettrica lorda nel 2024 è stata pari a 381 GWh (375 GWh netti), in calo rispetto ai 484 GWh lordi del 2023 per effetto delle condizioni idrologiche

¹ https://download.terna.it/terna/08_TAVOLE_elettricit%C3%A0_nelle_regioni_8de5cddcf9e8f90.pdf

² Scenario di domanda di energia elettrica e gas naturale relativo alla Regione Sardegna", elaborato congiuntamente da Terna e Snam nel luglio 2022 e dati di scenario del piano di sviluppo Terna 2025 basato sul documento di descrizione degli scenari 2024.

³ Terna S.p.A., Dati statistici sull'energia elettrica in Italia — anno 2024, Sezione Produzione, Tabella 26.

⁴ Terna S.p.A., [Dati statistici sull'energia elettrica in Italia — anno 2024](#), Sezione Impianti di Generazione, Tabella 9. Per gli accumuli elettrochimici si rinvia a Rendiconti Aste Capacity Market 2024-2025.

- dell'anno.⁵ A questa capacità si aggiungono i sistemi di accumulo elettrochimico *stand-alone*, con una potenza stimata di circa 570 MW in Sardegna, riconducibile a iniziative relative al *Capacity Market*.
- 2.7 Il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 21 giugno 2024 (Decreto Aree Idonee, ai sensi del decreto legislativo 199/21), in coerenza con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2024, ha fissato per la Sardegna un target di *burden sharing* di circa 6,2 GW di capacità rinnovabile aggiuntiva da installare nel periodo 2021-2030, nell'ambito della ripartizione nazionale degli 80 GW aggiuntivi previsti dal PNIEC. Tale capacità sarebbe aggiuntiva ai circa 2,5 GW da fonti rinnovabili installati in Sardegna a fine 2020 (circa 1 GW eolico, circa 1 GW fotovoltaico e poco meno di 0,5 GW idroelettrico). Secondo il Piano di Sviluppo Terna 2025, le zone del Sud e delle Isole - Sicilia e Sardegna - registrano richieste di connessione di impianti rinnovabili fino a cinque volte superiori rispetto alla capacità installata prevista al 2030 dal PNIEC.
- 2.8 In riferimento agli accumuli, in linea con gli scenari PNIEC, il Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) 2024 Terna-Snam stima un fabbisogno di circa 70 GWh di nuova capacità di accumulo entro il 2030 a livello nazionale, aggiuntiva rispetto alla capacità esistente. Per la sola Sardegna, il DDS 2024 indica un fabbisogno di accumuli pari a circa 14 GWh, di cui oltre 3 GWh dal *Capacity Market* (già assegnati fino all'asta di luglio 2024) e 10 GWh di altri impianti *utility-scale*. Lo sviluppo della capacità *utility-scale* è affidato a due meccanismi complementari, il *Capacity Market* e il MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico).
- 2.9 Per la Sardegna, nell'ambito del *Capacity Market* sono stati assegnati 850 MW fino ad inizio 2026, mentre il MACSE per l'anno di consegna 2028 ha selezionato nuova capacità di accumulo compresa tra 0,5 e 1,0 GWh, su un totale nazionale di 10 GWh concentrato nelle zone Centro-Sud, Sud e Calabria, Sicilia e Sardegna. Il Documento Terna sulla Progressione Temporale del Fabbisogno (dicembre 2025) ha successivamente aggiornato la stima per la Sardegna, indicando una forchetta di 0,5-3,0 GWh al 2029 nello scenario più cautelativo (circa 42 GWh/anno a livello nazionale), con margine di espansione fino a circa 10 GWh complessivi al 2030. Occorre sottolineare il successo della prima asta MACSE del 30 settembre 2025, con offerta a livello nazionale 4 volte più grande rispetto alla richiesta (40 GWh contro i 10 GWh a base d'asta) e con un prezzo zonale per la Sardegna pari a 15.029 €/MWh-anno, sensibilmente inferiore al premio di riserva di 37.000 €/MWh-anno fissato dall'Autorità (cfr. deliberazione 362/2025/R/EEL), a conferma di una maturità tecnologica e una competitività del mercato dello *storage* in Sardegna.
- 2.10 Ancora, il *time shifting* dell'energia da fonti rinnovabili attraverso gli accumuli rappresenta un beneficio per il sistema in termini di riduzione di costo della tecnologia marginale. Tale effetto è tanto più evidente quanto più sono alti i costi del gas, con un conseguente incremento del beneficio per il sistema. Ad esempio,

⁵ Terna S.p.A., *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia — anno 2024*, Sezione Impianti di Generazione, Tabella 12.

- in relazione alla capacità di accumulo si ricorda il parere 92/2026/I/EEL che - in considerazione delle traiettorie PNIEC e in funzione dell'effettivo andamento futuro del costo del gas naturale e dei costi di sviluppo della capacità di stoccaggio - ha considerato opportuno determinare il solo fabbisogno al 2029 (16 GWh), riservandosi di analizzare in un secondo momento il fabbisogno per il 2030.
- 2.11 Alla luce delle prospettive di scenario indicate, potrebbero non ravvisarsi necessità di consumo di gas per uso di produzione termoelettrica nei prossimi anni, come d'altronde già comunicato da Terna all'Autorità nell'ambito delle attività ricognitive propedeutiche al presente documento per la consultazione.
- 2.12 In sintesi, oggi l'offerta energetica della Regione Sardegna supera la domanda, ma con problemi di adeguatezza, flessibilità e qualità del mix. Al 2030, con la crescita dell'elettrificazione e la contemporanea dismissione del termoelettrico a carbone, il sistema avrà la necessità di raggiungere gli obiettivi PNIEC in termini di rinnovabili e infrastrutture di flessibilità (accumuli e interconnessioni) per garantire l'adeguatezza in tutte le ore dell'anno.
- 2.13 Come sopra evidenziato, il dPCM 10 settembre 2025 ha individuato per la Sardegna le infrastrutture prioritarie per il superamento dell'utilizzo del carbone nella Regione, dichiarandole di pubblica utilità e di carattere urgente, con la necessità di sviluppo di nuova capacità rinnovabile, nuovi sistemi di accumulo energetico e il potenziamento delle interconnessioni elettriche, sia con la Penisola sia con la Sicilia, insieme al rafforzamento della rete di trasmissione interna all'Isola.
- 2.14 Inoltre, rispetto al gas naturale, il medesimo dPCM 10 settembre 2025, per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti nel periodo di transizione, individua le infrastrutture per rendere operativo il collegamento virtuale di cui al decreto-legge 76/20, quali terminali di rigassificazione, unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) e reti locali, introducendo un principio di equità tariffaria a livello nazionale. Sul lato distribuzione, risultano attivi circa 54 mila punti di riconsegna, alimentati mediante 2.938 km di rete. La domanda di gas naturale al 2030 in Sardegna, dagli attuali 50 milioni di mc/anno (settore civile e terziario), è stimata in 612 milioni di mc/anno, con un forte sviluppo previsto della domanda del settore industriale; in particolare, più del 50% della domanda stimata è legata alla riconversione, ad oggi ancora ipotetica, dell'area industriale di Eurallumina. Per quanto concerne il consumo dei settori residenziale e terziario, la stima di incremento della domanda deriva dall'ipotesi di *switch* dal consumo di combustibili tradizionali (GPL, aria propanata e gasolio) verso il consumo di gas naturale nelle principali aree urbane dell'Isola. Secondo il citato dPCM, l'impianto IGCC Sarlux da 575 MW, alimentato da residui della raffineria di Sarroch, è previsto in esercizio con requisiti di essenzialità (minimo 7.350 ore annue vincolate).

SI. Osservazioni in merito al contesto del sistema Sardegna ed al processo di elettrificazione della domanda.

3. Struttura del documento

3.1 Oltre alla presente parte introduttiva, il documento presenta:

- a) la Parte II, contenente l'ambito di applicazione, in particolare relativamente al perimetro delle infrastrutture da ricomprendere nel collegamento virtuale;
- b) la Parte III, contenente le proposte in materia di trattamento tariffario delle infrastrutture riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna;
- c) la Parte IV, contenente le proposte in materia di modalità di svolgimento del servizio,
- d) la Parte V, recante considerazioni conclusive di carattere generale sull'implementazione del dPCM 10 settembre 2025 da parte dell'Autorità.

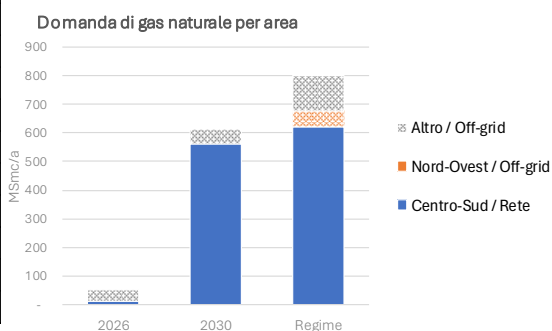
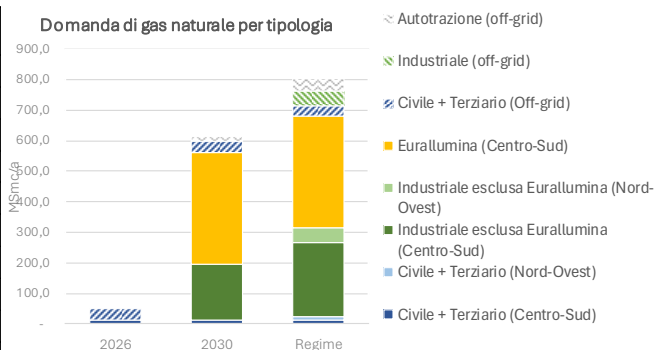
PARTE II AMBITO DI APPLICAZIONE

4. Previsioni di domanda

- 4.1 Gli scenari di domanda energetica trasmessi da Snam con la comunicazione del 22 dicembre 2025, sviluppati in coordinamento con Terna, prevedono:
- a) una domanda al 2026 pari a circa 50 milioni di Smc, afferente esclusivamente a consumi del settore civile e terziario, di cui 38 milioni di Smc/anno di utenze *off the grid* ossia non connesse con la rete di trasporto e di conseguenza servite da serbatoi criogenici alimentati attraverso servizio di trasporto su gomma del Gnl;
 - b) una domanda al 2030 di circa 612 milioni di Smc/anno, di cui 52 milioni di Smc/anno di utenze *off the grid*, trainata da un forte impulso del settore industriale (pari a 548 milioni di Smc/anno, di cui 363 milioni di Smc/anno previsti per l'alimentazione della raffineria di *bauxite* Eurallumina di Portovesme);
 - c) una domanda al 2035/2040 di circa 892 milioni di Smc/anno, di cui 123 milioni di Smc/anno di utenze *off the grid*, con:
 - i. 59 milioni di Smc/anno relativi ad utenze civile e terziario;
 - ii. 703 milioni di Smc/anno relativi ad utenze industriali;
 - iii. 40 milioni di Smc/anno relativi a consumi per autotrazione;
 - iv. 90 milioni di Smc/anno relativi ad un'utenza termoelettrica, subordinata alla riconversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo (Porto Torres).
- 4.2 In relazione alla riconversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo, Terna segnala che, con riferimento alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico dell'Isola, non si ravvede per i prossimi anni la necessità di produzione termoelettrica a gas. Pertanto, nelle previsioni di domanda e nei criteri di dimensionamento del collegamento virtuale, tale ipotesi non viene considerata.

Tabella 1: Scenari di domanda di gas naturale in Sardegna, esclusi consumi termoelettrici

		2026	2030	Regime
Civile e terziario	Centro-Sud / Rete	12	12	13
	Nord-Ovest / Off-grid	-	-	10
	Altro / Off-grid	38	38	36
	TOT	50	50	59
Industriale (no Eurallumina)	Centro-Sud / Rete	-	185	245
	Nord-Ovest / Off-grid	-	-	48
	Altro / Off-grid	-	-	47
	TOT	-	185	340
Eurallumina	Centro-Sud / Rete	-	363	363
	Nord-Ovest / Off-grid	-	-	-
	Altro / Off-grid	-	-	-
	TOT	-	363	363
Autotrazione	Centro-Sud / Rete	-	-	-
	Nord-Ovest / Off-grid	-	-	-
	Altro / Off-grid	-	14	40
	TOT	-	14	40
TOTALE	Centro-Sud / Rete	12	560	621
	Nord-Ovest / Off-grid	-	-	58
	Altro / Off-grid	38	52	123
	TOT	50	612	802
di cui Eurallumina		-	363	363
al netto Eurallumina		50	249	439



Fonte: rielaborazione Arera sulla base dei dati trasmessi da Snam con comunicazione 22 dicembre 2025.

S2. Osservazioni in merito agli scenari di domanda gas in Sardegna.

5. Perimetro delle infrastrutture da ricomprendere nell'ambito del collegamento virtuale e loro dimensionamento

Infrastrutture individuate dal dPCM

5.1 Ai sensi dell'articolo 2, commi da 3 a 7, del dPCM 10 settembre 2025, e tenuto conto degli scenari di domanda di gas naturale in Sardegna rappresentati da Terna e Snam, sono ricompresi nell'ambito del collegamento virtuale:

- a) l'ammodernamento e adeguamento impiantistico del terminale di rigassificazione di Panigaglia per consentire il caricamento del Gnl su bettoline;
- b) l'adeguamento funzionale del terminale di rigassificazione *offshore* di Livorno;
- c) una FSRU nell'area portuale di Oristano;
- d) un servizio di trasporto del Gnl a mezzo di navi spola dedicate, dai terminali di Panigaglia e OLT Livorno fino alla FSRU a Oristano;
- e) le opere strumentali alla realizzazione o all'adeguamento delle infrastrutture di cui alle lettere precedenti;

- f) 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.
- 5.2 Ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del dPCM, quindi, sono ricompresi nell'ambito del collegamento virtuale anche:
- a) il deposito di Gnl di Oristano, attualmente gestito da Higas, in quanto accessorio alla filiera del servizio di trasporto su gomma del Gnl;
 - b) il servizio di trasporto su gomma del Gnl, attualmente gestito da Energie Rete Gas S.r.l.;
 - c) i depositi criogenici di Gnl e i rigassificatori locali, a servizio sia delle reti di distribuzione sia delle utenze industriali, attualmente gestiti da Medea, di proprietà di Energie Rete Gas S.r.l., e ricompresi nell'ambito dei costi per il servizio di distribuzione del gas.
- 5.3 Inoltre, ai sensi dell'articolo 2, commi da 3 a 5, del medesimo dPCM, il collegamento virtuale è definito come un “*sistema operato dal gestore della rete nazionale per il trasporto di gas naturale in Sardegna*”, la cui progettazione della configurazione infrastrutturale è attribuita all'impresa maggiore di trasporto.

Criteria di dimensionamento del collegamento virtuale

- 5.4 In esito al dPCM 10 settembre 2025, con la comunicazione 22 dicembre 2025 Snam ha presentato all'Autorità prime valutazioni per il dimensionamento e la gestione del collegamento virtuale. In particolare, Snam evidenzia come tale dimensionamento debba tenere in considerazione i seguenti principali elementi:
- a) la domanda annua aggregata di gas naturale a regime (2040) per i bacini di consumo serviti dai tratti di rete di trasporto;
 - b) il profilo di domanda giornaliera a regime (2040) di ciascun bacino di consumo, considerando i picchi di domanda del periodo invernale;
 - c) la durata dei *round trip* per il trasporto del Gnl dai terminali di Panigaglia e OLT Livorno ai terminali sardi;
 - d) il livello minimo di Gnl necessario per il mantenimento di un'opportuna riserva strategica (cd. “*safety stock*”), tale da consentire l'approvvigionamento di gas naturale per almeno 15 giorni consecutivi nel periodo invernale;
 - e) i vincoli tecnico-operativi dei terminali di rigassificazione di Panigaglia e OLT Livorno, in relazione alla disponibilità del servizio di *vessel reloading* sulle navi spola.
- 5.5 Inoltre, ai fini del servizio di trasporto su gomma e delle opere accessorie, Snam evidenzia la necessità di tener conto di⁶:

⁶ Snam evidenzia come tali valutazioni siano svolte in coordinamento con Medea ed Energie Rete Gas.

- a) domanda annua aggregata e di picco a regime (2040) delle reti cittadine e delle utenze industriali servite da serbatoi criogenici alimentati attraverso il servizio di trasporto su gomma del Gnl (*off-grid*);
- b) durata del *round trip* per il trasporto del Gnl dal deposito costiero di Oristano (Higas) ai depositi criogenici, considerando una dimensione standard delle autocisterne criogeniche pari tipicamente a 50 mc liquidi di Gnl;
- c) livello minimo di Gnl necessario per il mantenimento di un'opportuna riserva strategica (c.d. "*safety stock*") all'interno dei serbatoi criogenici, tale da consentire l'approvvigionamento di gas naturale per almeno 4 giorni consecutivi nel periodo invernale.

Adeguamento dei terminali di rigassificazione esistenti

Terminale di Panigaglia

- 5.6 Il terminale di Panigaglia è attualmente in grado di ricevere navi metaniere di stazza lorda fino a 70.000 - 90.000 mc liquidi (cd. navi *MedMax*). L'attivazione del servizio di *vessel reloading* del Gnl su navi *small scale* necessita di importanti interventi, in particolare:
- a) modifiche impiantistiche al terminale per consentire il *reverse flow* del Gnl dai serbatoi alle navi spola;
 - b) ammodernamento e adeguamento del pontile per poter accogliere navi cd. *small scale* (con stazza lorda tra 2.000 e 30.000 mc liquidi di Gnl);
 - c) attività di ammodernamento del terminale atte a garantire il prolungamento della relativa vita utile.
- 5.7 La realizzazione degli interventi di *vessel reloading* e di ammodernamento del terminale sono in capo a Snam, con entrata in esercizio attualmente stimata entro il 2031.

Terminale di Livorno

- 5.8 Il terminale OLT Livorno risulta aver completato gli interventi necessari ad avviare il servizio di *vessel reloading*, e concluso l'iter autorizzativo necessario per l'aumento del numero di allibi autorizzati per lo svolgimento del servizio di SSLNG (attualmente pari a 122). Le caratteristiche tecniche del terminale consentono di erogare il servizio a navi metaniere *small scale* di stazza lorda fino a 7.500 mc liquidi; sono in corso gli studi per confermare la compatibilità del terminale ad erogare il servizio di *vessel reloading* a navi metaniere di stazza lorda fino a 20.000 mc liquidi a seguito agli interventi realizzati durante la fermata di manutenzione effettuata nel 2024.
- 5.9 Alla luce di quanto sopra riportato, non sono previsti ulteriori interventi di adeguamento del terminale OLT Livorno funzionali al servizio del collegamento virtuale.

Servizio di trasporto tramite navi spola

- 5.10 Snam prevede che il trasporto di Gnl dai terminali di Panigaglia e OLT Livorno a quello/i sardi sia effettuato da 2 navi da 20.000 mc liquidi di capacità, facenti la spola tra i terminali di Panigaglia e di OLT Livorno e la Sardegna. Nell'ipotesi di un *round trip* di 8 giorni tra Panigaglia o OLT Livorno e i terminali sardi, gli *slot* annui teorici resi disponibili da ogni nave sarebbero 45.
- 5.11 Snam dichiara che è ancora oggetto di approfondimento la possibilità di acquisto o di nolo di tali navi.
- 5.12 Nell'ambito delle osservazioni rese sul Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto 2025⁷, diversi soggetti hanno evidenziato come, al fine di contenere i costi del collegamento virtuale e al contempo assicurare competitività nell'approvvigionamento del Gnl per la Regione Sardegna, il dimensionamento e il noleggio delle bettoline debba avvenire a valle del conferimento della capacità di rigassificazione in regime di accesso di terze parti.

Infrastrutture relative a nuovi terminali di rigassificazione e depositi costieri

Terminale di Oristano

- 5.13 Il terminale di Oristano sarà composto da una FSRU, permanentemente ormeggiata alla banchina attualmente in concessione a Higas, all'interno del porto di Oristano tra il Canale di Levante e il Canale di Sud. La FSRU sarebbe realizzata, per questioni di disponibilità di mercato, efficienza e rischi, attraverso la conversione di una nave esistente di taglia compresa tra 125.000 e 150.000 mc liquidi di Gnl, operata con un livello di riempimento dei serbatoi inferiore al massimo, stimato a circa 85.000 mc liquidi di Gnl, in considerazione della profondità d'acqua del porto e del pescaggio operativo della nave (che non potrebbe eccedere i 9 metri). La FSRU sarebbe equipaggiata con 3 treni di rigassificazione (di cui uno di *back-up*), con una portata di rigassificazione fino a circa 220.000 Smc/h, e potrà accogliere navi metaniere aventi capacità compresa tra 7.500 e 80.000 mc liquidi.
- 5.14 Snam prevede inoltre di collegare la FSRU con il deposito costiero Gnl di Higas situato (e già operativo) nel medesimo porto di Oristano, mediante opportune linee di trasferimento del Gnl.
- 5.15 L'entrata in esercizio del progetto complessivo è prevista entro il 2029.

Terminale di Porto Torres

- 5.16 Come richiamato in precedenza, stando alle prospettive di scenario rappresentate da Snam e Terna, non sono verificate le condizioni per la realizzazione di un terminale di rigassificazione di tipo FSRU all'interno del porto industriale di Porto Torres: la realizzazione di tale impianto è infatti subordinata alla riconversione a gas metano della centrale termoelettrica di Fiume Santo, circostanza attualmente

⁷ <https://www.arera.it/area-operatori/sviluppo-rete-trasporto-gas-naturale/consultazione-piano-decennale-sviluppo-rete-trasporto-relativo-2025>

esclusa da Terna. Pertanto, è possibile escludere la realizzazione di tale infrastruttura nell'ambito della *virtual pipeline*. Peraltro, nell'ambito delle informazioni rese nel Piano di sviluppo del trasporto gas 2025⁸, nessun soggetto risulta aver formalmente presentato il progetto relativo alla FSRU di Porto Torres, sebbene sia menzionata da Enura quale ulteriore possibile costo del progetto di metanizzazione della Sardegna, con una stima di costo di investimento di 300 milioni di euro.

Altri terminali non ricompresi nel collegamento virtuale

5.17 Nell'ambito delle informazioni rese nel Piano di sviluppo del trasporto gas 2025 sono state ricevute, da parte dei rispettivi promotori, informazioni in merito a due progetti di impianti di rigassificazione e stoccaggio a Cagliari (società Sardinia LNG) e Oristano Santa Giusta (Ivi Petrolifera). Tali progetti non trovano riscontro nell'elenco di infrastrutture individuate dal dPCM; pertanto, qualora realizzati, saranno considerati ai fini regolatori quali progetti al di fuori del perimetro del collegamento virtuale.

Trasporto su gomma e depositi criogenici

5.18 Il dPCM 10 settembre 2025 prevede che i terminali ubicati nella Regione Sardegna siano collegati, attraverso tratti di rete di trasporto, ai principali bacini di consumo del settore industriale, alle aree interessate dalla realizzazione di centrali alimentate a gas, nonché, ove possibile in funzione della ACB svolta nell'ambito della progettazione di cui al comma 5, alle reti di distribuzione realizzate al momento dell'entrata in vigore del decreto.

5.19 Si ritiene che entro i limiti di tale perimetro debba trovare applicazione l'articolo 2, comma 7, del dPCM, che include nel trasporto e nella sua regolazione tariffaria anche il trasporto su gomma del Gnl necessario ad alimentare le reti di distribuzione urbana e le utenze anche industriali, non collegabili alla rete fisica. Al riguardo, si evidenzia che lo studio RSE "Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040)", reso pubblico in data 10 agosto 2020⁹, ha evidenziato che lo sviluppo estensivo della rete trasporto gas in Sardegna (con la realizzazione della c.d. dorsale sarda) risulti più conveniente rispetto al trasporto gas su gomma (con cisterne criogeniche) soltanto nel caso di volumi annui superiori a circa 1.500 milioni di mc di gas, difficilmente raggiungibili negli scenari considerati. Pertanto, laddove in base alle ACB non sia dimostrata l'effettiva economicità dell'estensione della rete di trasporto rispetto al trasporto su gomma per l'allacciamento delle reti di distribuzione realizzate al momento dell'entrata in vigore, secondo quanto previsto dal dPCM, l'impresa maggiore di trasporto può ricorrere a un sistema di trasporto alternativo tramite carro bombolaio, in quanto unico rimedio per la riconsegna alla clientela finale.

⁸ Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasporto relativo al 2025, pubblicato sul sito internet dell'Autorità: <https://www.arera.it/area-operatori/sviluppo-rete-trasporto-gas-naturale/consultazione-piano-decennale-sviluppo-rete-trasporto-relativo-2025>

⁹ Cfr. <https://www.arera.it/area-operatori/sviluppo-della-rete-di-trasporto-del-gas-naturale/lo-sviluppo-delle-infrastrutture-energetiche-in-sardegna>

- 5.20 Occorre evidenziare che tale fattispecie di utilizzo del trasporto su gomma nel territorio sardo, in alternativa allo sviluppo della rete, è ammessa esclusivamente in considerazione dello specifico obiettivo di politica energetica nazionale, quale quello di garantire il *phase out* dal carbone in Sardegna, rinvenibile nelle disposizioni legislative dei decreti-legge 76/20 e 77/21, nonché nella condizione di impossibilità di realizzare l'infrastruttura fisica, in quanto non supportata da ACB, posta dallo stesso dPCM. Il trasporto su gomma diventa pertanto l'*extrema ratio* per il conseguimento dell'obiettivo posto dal legislatore nazionale, in quanto l'impossibilità di realizzare gasdotti di trasporto regionali, che consentano di allacciare le reti di distribuzione e i clienti sardi al collegamento virtuale, frustrerebbe la finalità delle stesse norme di legge.
- 5.21 Attualmente, il servizio di trasporto su gomma è effettuato attraverso il caricamento del Gnl sulle autobotti criogeniche (*truck loading*) dal deposito di Gnl di Oristano gestito da Higas, con capacità di 9.000 mc liquidi di Gnl. Secondo quanto riportato da Snam sulla base delle informazioni rilasciate da Medea e Energie Rete Gas:
- a) per l'area Nord-Ovest:
 - i. l'approvvigionamento delle reti di distribuzione (ad eccezione del comune di Sassari) è effettuato mediante il trasporto su gomma di Gnl dal deposito costiero di Gnl di Oristano ai serbatoi criogenici con annessi impianti di rigassificazione;
 - ii. per il settore civile, Medea prevede una domanda al 2040 per il comune di Sassari di circa 10 milioni di Smc/anno, da servire tramite un impianto criogenico di stoccaggio e rigassificazione del tipo Fixed LNG, con capacità di circa 440 mc liquidi di Gnl; a questa si aggiunge una capacità di stoccaggio di ulteriori 790 mc liquidi di Gnl per soddisfare la domanda negli altri comuni dell'area; complessivamente, si stima una capacità di stoccaggio di 1.230 mc liquidi di Gnl, per un totale di 15 depositi criogenici (di cui 14 già operativi);
 - iii. per il settore industriale, la cui domanda è stimata in 48,3 milioni di Smc/anno per un totale di 8 impianti, la capacità di stoccaggio necessaria è pari a 2.200 mc liquidi di Gnl;
 - b) per il resto della Sardegna:
 - i. per il settore civile (domanda stimata in circa 40 milioni di Smc/anno), la capacità di stoccaggio necessaria è di 3.760 mc liquidi di Gnl, per un totale di 92 depositi criogenici (di cui 90 già operativi);
 - ii. per il settore industriale (domanda stimata in circa 46,5 milioni di Smc/anno per un totale di 23 impianti), la capacità di stoccaggio necessaria è di 2.200 mc liquidi di Gnl.
- 5.22 Il servizio di trasporto su gomma è attualmente gestito da Energie Rete Gas S.r.l., la quale è anche proprietaria degli impianti criogenici di stoccaggio e rigassificazione.
- 5.23 Secondo quanto riportato da Snam, anche a regime il *truck loading* potrebbe essere effettuato presso l'attuale deposito costiero di Oristano, mediante le due

baie di carico già operative, che verrebbero collegate al terminale FSRU mediante una o più linee di trasferimento del Gnl.

Tabella 2: Consistenza impiantistica di stoccaggio e rigassificazione Gnl per le utenze del settore civile e terziario

Area	Tipo	Numero di impianti			Capacità (mc liquidi)		
		<i>in esercizio</i>	<i>in progetto</i>	TOT	<i>in esercizio</i>	<i>in progetto</i>	TOT
Nord Ovest	Fixed LNG	9	1	10	690	440	1.130
	LNG SKID	5	-	5	100	-	100
	TOT	14	1	15	790	440	1.230
Resto della Sardegna	Fixed LNG	32	2	34	1.830	770	2.600
	LNG SKID	58	-	58	1.160	-	1.160
	TOT	90	2	92	2.990	770	3.760
TOT	Fixed LNG	41	3	44	2.520	1.210	3.730
	LNG SKID	63	-	63	1.260	-	1.260
	TOT	104	3	107	3.780	1.210	4.990

- 5.24 I depositi criogenici e i rigassificatori locali a servizio delle reti di distribuzione e agli utenti industriali non connessi alla rete di trasporto sono ricompresi, ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del dPCM, nell'ambito del collegamento virtuale, con perequazione nazionale dei relativi costi (v. sopra).
- 5.25 Per quanto riguarda i depositi criogenici a servizio dei punti di riconsegna dei clienti industriali, si ritiene che:
- a) gli eventuali nuovi depositi criogenici e rigassificatori locali siano considerati infrastrutture di rete, e realizzati dall'impresa di trasporto gas a cui è affidata la gestione del collegamento virtuale;
 - b) i depositi criogenici e i rigassificatori locali esistenti attualmente di proprietà dei clienti finali:
 - i. possano essere ceduti all'impresa di trasporto gas a cui è affidata la gestione del collegamento virtuale;
 - ii. in alternativa, possano essere eserciti dal cliente finale come impianto di utenza, senza possibilità di socializzare i relativi costi nell'ambito dei costi del collegamento virtuale.
- 5.26 Nel caso di reti o clienti finali attualmente alimentati da trasporto su gomma e che saranno collegati alla rete di trasporto di futura realizzazione, si ritiene che, dal momento in cui sarà operativo il collegamento virtuale, i costi degli *asset* relativi ai depositi criogenici e ai rigassificatori locali non ancora completamente ammortizzati sotto il profilo regolatorio, non possano essere più riconosciuti nei livelli tariffari, in quanto non più funzionali al servizio di trasporto e distribuzione gas attraverso *virtual pipeline*, come disciplinato dal decreto (cfr. punto 31.4 della relazione tecnica allegata alla deliberazione 570/2019/R/GAS). Ciò in coerenza con le previsioni già vigenti per le reti di distribuzione isolate volte a responsabilizzare gli operatori verso uno sviluppo economico del servizio.

- 5.27 Coerentemente con le posizioni espresse dall’Autorità nell’ambito delle valutazioni dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto¹⁰, il trasporto di Gnl su gomma è da ritenere la modalità di trasporto gas coerente con i principi di efficienza ed economicità previsti dalla regolazione tariffaria, considerato il livello di consumi gas sull’Isola, ad eccezione dei tratti di rete di trasporto che collegano le FSRU ai principali bacini di consumo limitrofi. Lo sviluppo della rete di trasporto, in coerenza con i Requisiti minimi di redazione del Piano decennale, deve pertanto essere sempre valutato attraverso un’ACB che adotti, come scenario controfattuale, l’assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione, quali il trasporto su gomma (cfr. comma 9.4, lettera d), dell’Allegato A della deliberazione 468/2018/R/GAS, come modificata dalla deliberazione 170/2025/R/GAS).

S3. Osservazioni in merito al perimetro delle infrastrutture da ricomprendere nel collegamento virtuale.

6. Rete di trasporto

- 6.1 Il dPCM individua le infrastrutture di trasporto da sviluppare, quali i tratti di rete che collegano i terminali FSRU di Oristano (ed eventualmente Porto Torres) ai principali bacini di consumo del settore industriale e alle aree (eventualmente) interessate dalla realizzazione di centrali termoelettriche alimentate a gas, nonché, ove possibile in funzione della ACB, alle reti di distribuzione già realizzate al momento dell’entrata in vigore del decreto stesso.
- 6.2 Il progetto di sviluppo della rete di trasporto in Sardegna, promosso da Enura, come risultante dal Piano 2025¹¹, su cui l’Autorità non ha ancora espresso le proprie valutazioni, è articolato in due fasi:
- a) Fase 1, con un’estensione di rete di circa 305 km nella parte meridionale della Sardegna, e un costo di 540 milioni di euro; 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 nella parte settentrionale della Sardegna, ed un costo di circa 117,5 milioni di euro.

¹⁰ Cfr. in particolare la deliberazione 539/2020/R/GAS, di valutazione dei Piani 2019 e 2020, con cui l’Autorità ha dato conto degli esiti dello Studio RSE sull’approvvigionamento energetico della regione Sardegna, dal quale si evince in particolare che lo sviluppo della dorsale di trasporto gas in Sardegna non risulti efficiente e che lo sviluppo della rete di trasporto gas in Sardegna dovrà essere coerente con la configurazione infrastrutturale e gestionale della catena di approvvigionamento del gas sull’Isola ai sensi dell’articolo 60, comma 6, del decreto-legge 76/20.

¹¹ Cfr. schede intervento del Piano di Enura pubblicato al seguente indirizzo: www.arera.it/area-operatori/sviluppo-rete-trasporto-gas-naturale/consultazione-piano-decennale-sviluppo-rete-trasporto-relativo-2025.

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



	Lunghezza (km)	Complet.	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	
	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	

- 6.3 Il Piano 2025 indica come eventuali gli sviluppi della rete di trasporto a Nord, subordinandoli alla messa in esercizio della FSRU di Porto Torres. Come evidenziato sopra (cfr. punti 3.2 e 4.16) al momento non sussistono le condizioni per lo sviluppo della FSRU di Porto Torres, e, pertanto, per la Fase 2 del progetto di sviluppo della rete di trasporto in Sardegna.
- 6.4 Infine, coerentemente con le valutazioni dell’Autorità di cui alla deliberazione 88/2025/R/GAS, il Piano 2025 non riporta il progetto di sviluppo della dorsale.

S4. Osservazioni in merito allo sviluppo delle reti di trasporto gas.

7. Reti di distribuzione

- 7.1 Con riferimento al servizio di distribuzione gas, l’articolo 2, comma 9, del dPCM stabilisce che, con riferimento alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna al momento dell’entrata in vigore del decreto, l’Autorità adotti misure adeguate a consentire, nei limiti di costi efficienti, a decorrere dal 1° gennaio 2026, tariffe di distribuzione in linea con quelle dell’ambito tariffario Meridionale, come individuate dalla regolazione tariffaria.
- 7.2 Sulla base delle informazioni fornite da Italgas, risulterebbero attualmente 119 località, di cui 116 alimentate a gas naturale da Gnl e 3 alimentate ad aria propanata, delle quali si prevede la conversione a gas naturale entro il 2027. Sulla base dei dati più recenti, risultano attivi circa 54 mila punti di riconsegna, alimentati mediante 2.938 km di rete; di questi, circa 35 mila punti di riconsegna (alimentati da 546 km di rete) sono relativi a località attualmente alimentate con gas diversi, corrispondenti ai comuni di Sassari, Cagliari e Nuoro, per un consumo complessivamente stimato in 18,4 milioni di Smc (dati 2025).

S5. Osservazioni in merito allo sviluppo delle reti di distribuzione gas.

8. Sintesi infrastrutture

8.1 Si riporta di seguito una sintesi delle infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna (Figura 2 e Tabella 3).

Figura 2: Infrastrutture di trasporto per la metanizzazione della Regione Sardegna

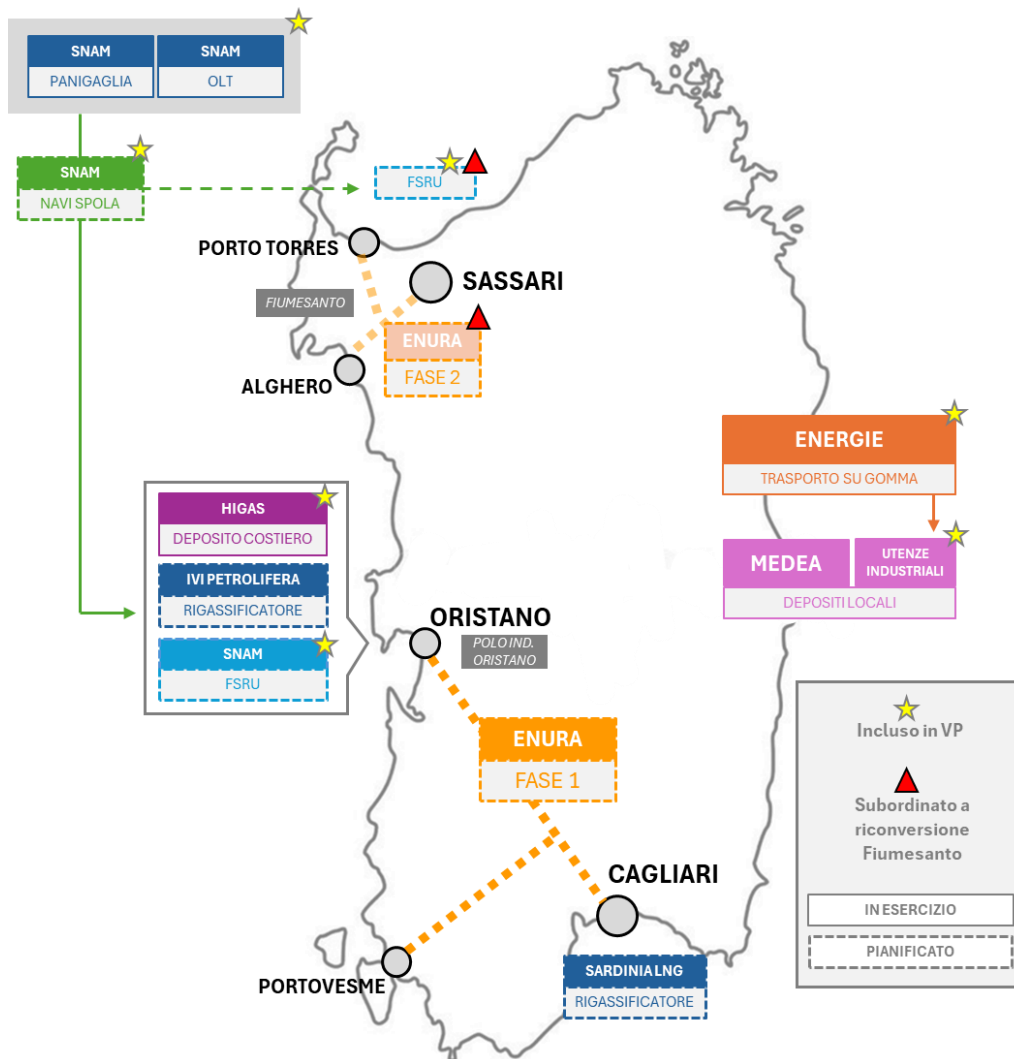


Tabella 3: Sintesi delle infrastrutture di trasporto per la metanizzazione della Regione Sardegna

			Gestore	Lunghezza (km)	Send out (Smc/h)	Serbatoi (mcliq)	CAPEX (M€)	OPEX a regime (M€/anno)	Complet.
INFRASTRUTTURE RICOMPRESE NEL COLLEGAMENTO VIRTUALE									
Adeguamento terminali esistenti	Panigaglia	Vessel Reloading	Snam				26,0	24,1	2031
		Anmodernamento				274,0	2031		
	OLT	Adeguamento					-	-	In esercizio
Servizio di trasporto GNL con navi spola			Snam					38,0	n.d.
Impianti Gnl e depositi costieri	Oristano	FSRU	Snam	22.000	85.000 ⁽¹⁾		300,0		2029
		Opere portuali				106,1	40,4	2029	
		Allacciamento a deposito				n.d.	n.d.	n.d.	
	Oristano	Deposito costiero	Higas			50,0	7,1	In esercizio	
Trasporto su gomma e depositi criogenici	Nord-Ovest	Trasporto su gomma	Energie Rete Gas				n.d.	3,9	In esercizio ⁽²⁾
		Depositi criogenici			1.230	45,3	24,5		
	Resto della Sardegna	Trasporto su gomma					n.d.	5,0	
		Depositi criogenici			3.760	113,0	6,8		
RETE DI TRASPORTO									
Fase 1	Priorità 1		Enura	164,4			388,9		2029
	Priorità 2			59,6			70,7	7,6	2030
	Priorità 3			55,5			61,1		2033
	Ulteriori allacciamenti			25,2			18,9		2034
ALTRE INFRASTRUTTURE									
Rete di trasporto - Fase 2				52,5			117,5	1,3	2029-2034
Impianti Gnl e depositi costieri	Porto Torres	FSRU					300,0		
	Cagliari	Impianto di stoccaggio e rigassificazione	Sardinia LNG	400.000	22.000		112,9	0,7	2026
	Oristano - Santa Giusta	Impianto di stoccaggio, rigassificazione e distribuzione	IVI Petrolifera	63.000	8.000		95,0	0,5	2028

⁽¹⁾ Limitata a 85.000 rispetto ai 125.000-150.000 massimi per limitazioni al pescaggio massimo operativo.

⁽²⁾ Ad eccezione di 3 impianti tuttora in fase di progetto.

PARTE III

ASPETTI DI NATURA TARIFFARIA

9. Criteri di riconoscimento dei costi del collegamento virtuale

- 9.1 In termini generali, si ritiene che i criteri di riconoscimento dei costi delle infrastrutture ricomprese nell'ambito del collegamento virtuale debbano essere analoghi a quelli previsti per il servizio di trasporto gas. In particolare, si ritiene che tutti i costi relativi al collegamento virtuale – terminali di rigassificazione, depositi di Gnl, FSRU, trasporto su gomma, ecc. – debbano essere presentati dall'impresa maggiore di trasporto, in una proposta tariffaria separata da quella relativa al servizio di trasporto, ma elaborata sulla base dei medesimi criteri (es. tasso di remunerazione, inflazione, rivalutazione dei costi di capitale, ecc.).
- 9.2 I costi riconosciuti relativi al collegamento virtuale, sottoposti all'approvazione dell'Autorità tramite una specifica proposta tariffaria, sarebbero poi considerati nell'ambito dei ricavi di riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto gas, secondo le modalità che saranno definite in esito al presente documento di consultazione.
- 9.3 Si ritiene al riguardo che, almeno nella fase iniziale, al fine di mantenere i riconoscimenti tariffari ancorati alla natura dei costi (di capitale o operativi) sottostanti ai singoli servizi che comporranno il collegamento virtuale, sia preferibile non applicare la logica di capitalizzazione della spesa *totex* sulla base di tassi di capitalizzazione nozionali, tipica dell'approccio ROSS, date anche le incertezze correlate alla definizione di tali tassi nella fase di avviamento del collegamento virtuale.
- 9.4 Con riferimento agli specifici servizi che compongono il collegamento virtuale:
- a) coerentemente con le modalità di gestione del collegamento virtuale di cui al successivo Capitolo 13, e tenendo conto della necessità di assicurare parità di trattamento tariffario tra i terminali di Panigaglia e OLT Livorno, si ritiene che i costi operativi incrementali correlati all'erogazione di servizi SSLNG debbano essere esclusi dall'ambito del collegamento virtuale e debbano concorrere a determinare il prezzo di accesso al servizio di SSLNG, di cui si servirà il gestore del collegamento virtuale per rifornire di Gnl le navi spola;
 - b) con riferimento al servizio di trasporto del Gnl tramite navi spola, si ritiene opportuno che l'impresa maggiore sottoponga alla valutazione dell'Autorità una proposta di modalità operativa di svolgimento di tale servizio (es. acquisizione di navi spola dedicate, contratti di servizio di lungo periodo), dimostrando le relative condizioni di economicità ed efficienza e le garanzie di sicurezza degli approvvigionamenti rispetto a modalità operative alternative;
 - c) analogamente, con riferimento al servizio di trasporto su gomma, si ritiene opportuno che l'impresa esercente il servizio sottoponga alla valutazione dell'Autorità le proposte di modalità operative per lo svolgimento del

servizio medesimo, dimostrando le relative condizioni di economicità ed efficienza.

- 9.5 Per quanto riguarda la vita utile regolatoria delle infrastrutture, si ritiene che:
- a) gli investimenti per l’ammodernamento del terminale di Panigaglia, nonché quelli per la realizzazione della FSRU di Oristano, debbano avere una vita utile regolatoria coerente con la vita utile prevista per gli Impianti di Gnl ai sensi della regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione di Gnl (25 anni, o comunque non inferiore a 20 in caso di impianti *offshore* galleggianti, cfr. comma 15.5 e Tabella 1 della RTRG, Allegato A della deliberazione 196/2023/R/GAS);
 - b) per le navi spola, qualora tali *asset* venissero inseriti nel capitale investito riconosciuto in luogo della sottoscrizione di specifici contratti di noleggio, si ritiene che - per analogia - la vita utile regolatoria debba essere pari a quella minima prevista per gli Impianti di Gnl *offshore* galleggianti, pari a 20 anni (cfr. comma 15.5 della RTRG, Allegato A della deliberazione 196/2023/R/GAS);
 - c) per il deposito costiero di Oristano sia applicabile, per analogia, la vita utile regolatoria prevista per i depositi di Gnl di cui all’articolo 9 del decreto legislativo 257/16, analoga a quella degli impianti di Gnl, quindi pari a 25 anni;
 - d) per i depositi criogenici di Gnl, sia opportuno prevedere una vita utile regolatoria pari a 20 anni, coerente con quella attualmente vigente per il riconoscimento nell’ambito del servizio di distribuzione gas;
 - e) per gli *asset* funzionali al trasporto su gomma, per analogia e qualora tali *asset* venissero inseriti nel capitale investito riconosciuto in luogo della sottoscrizione di specifici contratti di noleggio, si ritiene ragionevole applicare una vita utile pari a 10 anni, coerente con quella prevista per il cespite “Altre infrastrutture materiali”, non ritenendosi opportuno applicare la vita utile prevista per il cespite “Automezzi” (cfr. Tabella 1 della RTRG, Allegato A della deliberazione 196/2023/R/GAS).
- 9.6 Al fine di fornire una stima preliminare dell’impatto tariffario derivante dalla realizzazione delle infrastrutture del collegamento virtuale, sono state considerate le seguenti assunzioni, sulla base delle informazioni di costo prospettate da Snam con la comunicazione del 22 dicembre 2025:
- a) per l’adeguamento del terminale di Panigaglia un costo di investimento complessivo di 300 milioni di euro, di cui 26 milioni di euro relativi al progetto di *vessel reloading*, e 274 milioni di euro per il progetto di ammodernamento; i costi operativi stimati da Snam sono pari a circa 17 milioni di euro/anno in una prima fase, e a circa 24 milioni di euro/anno a regime; tali costi, fermo restando quanto previsto al precedente punto 8.4, lettera a), sono stati comunque considerati ai fini delle simulazioni di impatto sui corrispettivi di trasporto (cfr. successivo Capitolo 9), come costi del servizio di rifornimento di Gnl tramite navi spola che approvvigionerà il gestore del collegamento virtuale;

- b) per il servizio di trasporto tramite navi spola, nell'ipotesi di noleggio di lungo periodo, un costo operativo a copertura del canone annuo stimato da Snam pari a circa 17 milioni di euro per ciascuna nave; ai fini delle simulazioni, tale costo è stato considerato come costo operativo;
 - c) per lo sviluppo della FSRU presso Oristano, un costo complessivo di circa 456 milioni di euro, che comprendono l'acquisto della nave e le attività di conversione, trasporto, installazione e collaudo (circa 300 milioni di euro), i servizi di ingegneria (circa 6 milioni di euro) e le opere di adeguamento della banchina del porto industriale di Oristano (circa 100 milioni di euro), nonché il deposito costiero Higas il cui valore è attualmente stimato tra 30 e 50 milioni di euro¹²; i costi di gestione del terminale sono stimati in circa 40 milioni di euro/anno, mentre quelli di gestione del deposito costiero in circa 7 milioni di euro/anno;
 - d) per il servizio di trasporto su gomma è attualmente stimabile un costo operativo pari a 8,9 milioni di euro/anno;
 - e) con riferimento ai depositi criogenici, il costo di investimento complessivo è stimato in 158,3 milioni di euro, mentre i costi operativi sono stimati in 31,3 milioni di euro.
- 9.7 Per stimare il riconoscimento tariffario annuo si è inoltre considerato un tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto pari al 5,5%, pari al tasso di remunerazione riconosciuto per il servizio di trasporto ai fini della determinazione dei corrispettivi per l'anno 2026.
- 9.8 Ai fini delle simulazioni di impatto sui corrispettivi di trasporto (cfr. successivo Capitolo 9) sono stati inoltre considerati i costi per la realizzazione della Fase 1 della rete di trasporto in Sardegna da parte di Enura, pari a complessivi 540 milioni di euro, e costi operativi per 7,6 milioni di euro/anno.
- 9.9 Una sintesi delle principali grandezze economiche delle infrastrutture di trasporto riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna è riportata in Tabella 4. Poiché gli interventi rappresentati, desumibili dal Piano di sviluppo del trasporto gas per l'anno 2025 e dalla comunicazione di Snam del 22 dicembre 2025, sono tuttora oggetto di valutazione da parte dell'Autorità, le analisi del presente Capitolo hanno natura meramente indicativa e non concorrono a costituire alcun legittimo affidamento degli operatori in merito alla riconoscibilità tariffaria degli investimenti richiamati.

¹² Nelle stime di impatto è stato considerato un costo di investimento pari a 50 milioni di euro.

Tabella 4: Principali interventi di trasporto riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna

	Gestore	CAPEX (M€)		OPEX (M€/anno)		Stima riconoscimento tariffario (M€/anno)		
		2030	2035	2030	2035	2030	2035	
INFRASTRUTTURE RICOMPRESSE NEL COLLEGAMENTO VIRTUALE								
		914,4	914,4	133,4	149,8	220,3	236,7	
Adeguamento terminali esistenti	Panigaglia	Vessel Reloading	26,0	26,0	16,6	24,1	45,1	52,6
		Ammodernamento	274,0	274,0	-	-	-	-
	OLT	Adeguamento	-	-	-	-	-	
Servizio di trasporto GNL con navi spola	Snam	-	-	34,0	38,0	34,0	38,0	
Impianti Gnl e depositi costieri	Oristano	FSRU	300,0	300,0	-	-	-	-
		Opere portuali	106,1	106,1	36,2	40,4	74,8	79,0
		Allacciamento a deposito	n.d.	n.d.	-	-	-	-
	Oristano	Deposito costiero	50,0	50,0	6,4	7,1	11,2	11,9
Trasporto su gomma e depositi criogenici	Nord-Ovest	Trasporto su gomma	-	-	3,9	3,9	3,9	3,9
		Depositi criogenici	45,3	45,3	24,5	24,5	28,8	28,8
	Resto della Sardegna	Trasporto su gomma	-	-	5,0	5,0	5,0	5,0
		Depositi criogenici	113,0	113,0	6,8	6,8	17,5	17,5
RETE DI TRASPORTO			459,6	539,6	-	7,6	34,5	48,1
Fase 1	Priorità 1		388,9	388,9				
	Priorità 2		70,7	70,7				
	Priorità 3		-	61,1	n.d.	7,6	34,5	48,1
	Ulteriori allacciamenti		-	18,9				

Le analisi sono meramente indicative e non concorrono a costituire alcun legittimo affidamento degli operatori in merito alla riconoscibilità tariffaria degli investimenti richiamati.

S6. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento dei costi del collegamento virtuale.

10. Criteri di determinazione dei corrispettivi di trasporto

Orientamenti dell'Autorità nell'ambito della consultazione per il 6PRT

10.1 Con i documenti per la consultazione 213/2022/R/GAS e 502/2022/R/GAS, l'Autorità ha sottoposto a consultazione gli orientamenti per il 6° periodo di regolazione del servizio di trasporto del gas naturale (6PRT), tra cui l'adozione di una specifica metodologia per integrare le infrastrutture di trasporto per la metanizzazione della Regione Sardegna, incluse quelle relative alla *virtual pipeline*, nell'ambito della metodologia generale di determinazione dei corrispettivi di trasporto. In particolare, l'Autorità aveva manifestato l'intenzione di considerare:

- a) i relativi costi operativi nell'ambito dei costi operativi riconosciuti da recuperare mediante il corrispettivo unitario variabile CV_U ;
- b) i costi di capitale nell'ambito dei costi da recuperare mediante corrispettivi di capacità e dunque allocati ai punti di entrata e di uscita della rete di trasporto secondo la metodologia per la determinazione dei prezzi di riferimento (*Capacity Weighted Distance*, CWD).

10.2 In relazione all'allocatione dei costi di capitale, l'Autorità aveva proposto che l'inclusione dei costi nella metodologia dei prezzi di riferimento avvenisse secondo i seguenti criteri:

- a) creazione di due nuovi punti di uscita, che raggruppano i punti di prelievo localizzati nella Regione Sardegna suddivisi in funzione della distanza dalla rete nazionale dei gasdotti (entro/oltre 15 chilometri);
- b) calcolo della distanza da ciascun punto di entrata ai punti di uscita della Regione Sardegna secondo un approccio semplificato, come somma di:

- i. una distanza di rete nazionale “Continente”, determinata come media delle distanze dal punto di entrata ai terminali di Panigaglia e OLT Livorno;
 - ii. una distanza di rete nazionale “Sardegna”, determinata come media delle distanze dai terminali sardi ai punti di uscita relativi ai bacini di consumo;
 - iii. una eventuale distanza di rete regionale, determinata come media - per i punti di intercettazione e derivazioni importanti (c.d. PIDI) relativi al gruppo di punti di riconsegna - delle distanze PIDI-punto di riconsegna, ponderata per la capacità prevista in conferimento presso i punti di riconsegna;
- c) conferma della previsione di determinare, dai corrispettivi di uscita verso aree di prelievo (inclusi i corrispettivi di uscita della Regione Sardegna) un unico corrispettivo di uscita a livello nazionale.

10.3 Nell’ambito del Report sul documento di consultazione finale del 2023¹³, ACER ha formulato rilievi in relazione alle modalità proposte di trattamento tariffario dei costi di trasporto afferenti alla Regione Sardegna, segnalando in particolare che l’inclusione di tali costi nella metodologia generale non dovrebbe comportarne l’attribuzione ai punti transfrontalieri. ACER ha evidenziato in particolare che:

- a) l’obiettivo del Codice TAR¹⁴ è garantire la *cost-reflectivity* e prevenire sussidi incrociati; e che, a tal proposito, l’infrastruttura di rete nella Regione Sardegna rientri più propriamente nella definizione di rete di distribuzione di cui al Codice TAR, in quanto riguarda il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali o regionali finalizzato alla consegna ai clienti, ma non comprendente la fornitura; sebbene infatti la rete sia effettivamente collegata a punti di ingresso di Gnl, essa non consente il trasporto fisico del gas verso altri punti di interconnessione della rete di trasporto;
- b) i costi della rete sarda possono essere allocati congiuntamente ai costi del resto della rete italiana a condizione di dimostrare che la metodologia proposta è in grado di allocare i costi relativi alle reti regionali principalmente ai punti di uscita non transfrontalieri della rete italiana, evitando l’attribuzione di costi aggiuntivi ai punti di interconnessione;
- c) qualora ciò non fosse possibile, tali attività dovrebbero essere classificate come attività di distribuzione e il collegamento di tale infrastruttura e i relativi costi dovrebbero essere allocati al di fuori della metodologia per l’allocazione dei costi.

10.4 In ragione delle criticità riscontrate da ACER, e del prematuro stato di avanzamento dell’implementazione del dPCM, l’Autorità aveva ritenuto

¹³ Report dell’Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) del 17 febbraio 2023, recante “Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Italy”.

¹⁴ Regolamento (UE) n. 460/2017 in materia di armonizzazione delle strutture tariffarie per il trasporto del gas.

opportuno ricondurre le valutazioni sulle modalità di recupero dei costi al procedimento avviato con la deliberazione 279/2022/R/COM.

Orientamenti dell’Autorità per la determinazione dei corrispettivi in esito alla revisione del dPCM

- 10.5 Nel formulare la nuova proposta di allocazione dei costi delle infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna (in particolare il collegamento virtuale), l’Autorità è tenuta a tener conto del quadro dei vincoli derivanti dalla normativa europea, nonché degli orientamenti e delle posizioni già espresse dall’ACER come sopra richiamati.
- 10.6 Per quanto riguarda le disposizioni di cui al Codice TAR, ai sensi dell’articolo 4, comma 3, i ricavi relativi ai servizi di trasporto sono recuperati mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità. In via eccezionale, fatta salva l’approvazione dell’autorità nazionale di regolamentazione, una parte dei ricavi relativi ai servizi di trasporto può essere recuperata soltanto mediante le seguenti tariffe di trasporto applicate ai volumi trasportati, stabilite separatamente le une dalle altre:
- a) un corrispettivo basato sul flusso, che risponde a tutti i criteri elencati di seguito:
 - i. è riscosso al fine di coprire i costi dovuti principalmente alla quantità del flusso di gas;
 - ii. è calcolato sulla base dei flussi previsti o storici, o di entrambi, e stabilito in modo da essere lo stesso per tutti i punti di entrata e lo stesso per tutti i punti di uscita;
 - iii. è espresso in termini monetari o in natura;
 - b) un corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi, che risponde a tutti i criteri elencati di seguito:
 - i. è riscosso al fine di gestire il recupero delle somme in difetto e in eccesso relative ai ricavi;
 - ii. è calcolato sulla base delle allocazioni di capacità e dei flussi previsti o storici, o di entrambi;
 - iii. è applicato a punti diversi dai punti di interconnessione;
 - iv. è applicato dopo la conduzione, da parte dell’autorità nazionale di regolamentazione, di una valutazione della sua corrispondenza ai costi e del suo impatto sui sussidi incrociati tra punti di interconnessione e punti diversi dai punti di interconnessione.
- 10.7 Ai sensi dell’articolo 6, comma 4, del Codice TAR, ai fini dell’applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento a tutti i punti di entrata e di uscita, si può anche ricorrere ad un riproporzionamento, per mezzo del quale i prezzi di riferimento su tutti i punti di entrata o tutti i punti di uscita, o su entrambi, sono adeguati moltiplicando i rispettivi valori per una costante oppure aggiungendo o sottraendo una costante ai rispettivi valori.
- 10.8 Con riferimento al caso Sardegna, il rispetto formale delle previsioni del Codice TAR sulle modalità di determinazione dei corrispettivi genera una potenziale incoerenza con la finalità del medesimo Codice di evitare che i suddetti costi siano allocati, almeno in parte, anche ai punti transfrontalieri. Il rischio concreto

dell'allocazione di una parte dei costi ai punti transfrontalieri sarebbe infatti una diretta conseguenza di esplicite previsioni del Codice TAR, quali:

- a) l'applicazione di un unico corrispettivo unitario variabile, che non può essere differenziato a seconda della tipologia di punto e, quindi, sarebbe applicato anche ai punti di uscita transfrontalieri;
- b) l'applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento, che deve essere unica per tutti i costi del sistema da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità, e non consente espressamente una separazione tra costi da recuperare ai punti transfrontalieri e costi da recuperare ai punti non transfrontalieri.

10.9 Al fine di operare nel rispetto dei principi generali definiti a livello comunitario, si ritiene pertanto opportuno applicare le disposizioni del Codice TAR secondo un approccio improntato a criteri di pragmatismo regolatorio, che tenga conto delle specificità del contesto nazionale e del quadro normativo vigente, e che garantisca un equilibrato contemperamento delle diverse esigenze, quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, la coerenza con gli obiettivi di integrazione dei mercati, la sostenibilità economica degli interventi, la tutela degli utenti finali e l'effettiva implementabilità delle misure proposte.

Opzioni per l'allocazione dei costi

10.10 Rispetto al perimetro dei costi da recuperare, si ritiene preferibile operare una distinzione tra i costi relativi al collegamento virtuale e i costi della rete di trasporto in Sardegna.

10.11 In via preliminare, si ritiene opportuno che i costi della rete di trasporto in Sardegna siano recuperati secondo i criteri attualmente vigenti, ossia che i relativi costi operativi siano ricompresi nel perimetro dei costi da recuperare mediante applicazione del corrispettivo unitario variabile CV_U , e i costi di capitale siano ricompresi nel perimetro dei costi da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità di un unico sistema *entry-exit*, determinate con la metodologia *Capacity-Weighted Distance* (CWD), con mantenimento della ripartizione *entry-exit* pari a 25-75.

10.12 Per quanto riguarda i costi del collegamento virtuale, l'Autorità ritiene opportuno porre in consultazione le opzioni di seguito riportate.

10.13 Per quanto riguarda i costi operativi del collegamento virtuale, si ritiene che il recupero potrebbe avvenire:

- a) a criteri attualmente vigenti, ossia mediante applicazione del corrispettivo unitario variabile CV_U ;
- b) mediante un apposito corrispettivo variabile ad-hoc (CV_{VP}), applicato ai soli punti di uscita non transfrontalieri;
- c) mediante corrispettivi di capacità.

10.14 Per quanto riguarda i costi di capitale del collegamento virtuale, si ritiene che il recupero potrebbe avvenire:

- a) a criteri attualmente vigenti, ossia mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità determinate con la metodologia *Capacity-Weighted Distance* (CWD), con mantenimento della ripartizione *entry-exit* pari a 25-75;
 - b) mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità, determinate con la metodologia CWD, modificando tuttavia la ripartizione *entry-exit* in modo tale da recuperare i costi ai soli punti di uscita (con una ripartizione risultante pari a circa 24-76 nel caso in cui si considerassero i soli costi di capitale del collegamento virtuale, e pari a circa 23-77 nel caso in cui si considerassero anche i costi operativi, cfr. punto 9.11, lettera c));
 - c) mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità, determinate con la metodologia CWD, prevedendo tuttavia:
 - i. l'esclusione, in un primo momento, dei costi di capitale relativi alla metanizzazione della Sardegna dal perimetro dei costi da considerare per il calcolo dei corrispettivi unitari pre-aggiustamenti (comma 17.3, lettera d), della RTTG 6PRT);
 - ii. l'applicazione di una ripartizione *entry-exit* iniziale pari a 25-75;
 - iii. l'applicazione di uno specifico coefficiente di riproporzionamento coerentemente con la metodologia attuale (cfr. comma 17.3, lettera i), della RTTG 6PRT), e successivamente l'applicazione di un ulteriore coefficiente di riproporzionamento "selettivo" ai soli punti diversi dai punti di interconnessione, finalizzato al recupero dei costi della Regione Sardegna, scaricando in tal modo i costi della metanizzazione della Sardegna ai soli punti di uscita nazionali;
 - iv. il ricalcolo, ai fini informativi, della ripartizione *entry-exit* risultante.
 - d) mediante un apposito corrispettivo variabile (CV_{VP}), applicato ai soli punti di uscita non transfrontalieri.
- 10.15 L'inclusione dei costi del collegamento virtuale nella metodologia dei prezzi di riferimento avverrebbe secondo le medesime modalità richiamate al punto 9.2.
- 10.16 La soluzione da adottare è la combinazione di diverse soluzioni alternative per il recupero dei costi operativi e dei costi di capitale per mezzo di corrispettivi variabili o di capacità, o entrambi. Nel caso di adozione dell'opzione d) per il recupero dei costi di capitale, si ritiene che – in analogia – anche per il recupero dei costi operativi l'opzione dovrebbe essere tramite CV_{VP} (escludendo, dunque, le altre opzioni).

Stima degli impatti tariffari

- 10.17 Al fine di valutare le diverse opzioni per l'allocazione dei costi, si è provveduto a svolgere simulazioni sul relativo impatto tariffario, sulla base delle seguenti assunzioni (Tabella 5):
- a) un costo riconosciuto da recuperare attraverso i corrispettivi tariffari, sulla base di quanto dettagliato nella precedente Tabella 4, pari complessivamente a circa 255 milioni di euro/anno al 2030, e circa 285 milioni di euro/anno a regime; nelle simulazioni sono stati inclusi i costi operativi che Snam ha dichiarato riconducibili all'ammodernamento del

terminale di Panigaglia, sebbene tali costi possano prevedere modalità di recupero specifiche;

- b) una domanda di gas naturale per la Regione Sardegna pari a 612 milioni di Smc al 2030, e 802 milioni di Smc a regime, sulla base dei dati relativi alla domanda di gas naturale stimata da Snam e Terna;
- c) una capacità prevista in conferimento per la Regione Sardegna pari a 3,1 milioni di Smc/giorno/anno al 2030, e a 3,8 milioni di Smc/giorno/anno a regime, sulla base di assunzioni circa il tasso di utilizzo delle infrastrutture¹⁵, e considerando anche i punti non serviti da rete fisica (utenze *off-grid*);
- d) in ottica di semplicità, ai fini delle simulazioni non sono state considerate variazioni nelle capacità conferite ai punti di entrata del sistema.

Tabella 5: Assunzioni per simulazioni di impatto tariffario

Rispetto all'anno tariffario 2026

	2030		2035-2040	
Costi operativi riconosciuti	+133,4 M€/a	+23,7%	+157,4 M€/a	+28,0%
Costi di capitale riconosciuti	+121,3 M€/a	+5,1%	+127,3 M€/a	+5,3%
Riconoscimento tariffario	+254,7 M€/a	+8,6%	+284,7 M€/a	+9,6%
<i>di cui collegamento virtuale</i>	+220,3 M€/a	+7,4%	+236,7 M€/a	+8,0%
<i>di cui rete di trasporto</i>	+34,5 M€/a	+1,2%	+48,1 M€/a	+1,6%
Volumi	+612 MSmc/a	+0,9%	+802 MSmc/a	+1,2%
Capacità conferite ai punti di uscita	+3,1 MSmc/g/a	+0,4%	+3,8 MSmc/g/a	+0,5%

10.18 Le simulazioni di impatto tariffario sono effettuate ipotizzando:

- a) per i costi relativi alla rete di trasporto, modalità di recupero dei costi analoghe ai criteri attualmente in vigore;
- b) per i costi relativi al collegamento virtuale, le diverse ipotesi delineate nei precedenti paragrafi 9.11 e 9.12.

10.19 L'impatto è determinato come variazione rispetto ai valori dei corrispettivi approvati per l'anno 2026 considerando, per i corrispettivi di capacità, un valore medio. Le simulazioni dei corrispettivi di capacità sono state effettuate senza considerare gli eventuali impatti sui pesi relativi dei corrispettivi derivanti dall'inclusione della Regione Sardegna nella metodologia per la determinazione dei prezzi di riferimento (dunque mantenendo invariati, rispetto al 2026, i pesi relativi tra corrispettivi).

10.20 Con riferimento ai corrispettivi variabili (Tabella 6):

¹⁵ Ipotizzando, sulla base della domanda prevista per la Regione Sardegna, un tasso di utilizzo della capacità pari al 30% per le utenze civili e del terziario, e del 50% per le utenze industriali.

- a) nell'ipotesi di recupero dei costi del collegamento virtuale secondo i criteri attualmente vigenti, il corrispettivo unitario variabile CV_U sarebbe dimensionato in modo tale da coprirne i costi operativi riconosciuti; in tal caso, è possibile stimare un impatto sul corrispettivo CV_U pari a circa +22,6% al 2030, e +26,5% a regime;
- b) nell'ipotesi di recupero dei costi del collegamento virtuale mediante un apposito corrispettivo variabile (CV_{VP}), applicato ai soli punti di uscita non transfrontalieri:
- qualora tale corrispettivo CV_{VP} fosse dimensionato per coprire i soli costi operativi: per i punti di uscita transfrontalieri vi sarebbe una sostanziale invarianza del corrispettivo CV_U (-0,9% al 2030, +0,2% a regime); per i punti di uscita non transfrontalieri, l'impatto sui corrispettivi variabili complessivamente applicati ($CV_U + CV_{VP}$) sarebbe lievemente maggiore rispetto all'ipotesi a), e pari a +22,7% al 2030 e +26,6% a regime;
 - qualora tale corrispettivo CV_{VP} fosse dimensionato per coprire sia i costi operativi che i costi di capitale, per i punti di uscita non transfrontalieri l'impatto sui corrispettivi variabili applicati sarebbe complessivamente pari a +38,1% al 2030 e +42,0% a regime;
- c) qualora i costi fossero recuperati esclusivamente mediante corrispettivi di capacità, vi sarebbe una sostanziale invarianza del corrispettivo CV_U (-0,9% al 2030, +0,2% a regime).

Tabella 6: Stima dell'impatto tariffario per i corrispettivi variabili (variazione rispetto al 2026)

		REGOLE VIGENTI		HP Recupero mediante corrispettivo variabile ad hoc (CV_{VP})				HP Recupero costi operativi e di capitale mediante corrispettivi di capacità	
		Recupero costi operativi mediante corrispettivo variabile CV_U		Solo costi operativi		Costi operativi e di capitale			
		2030	2035-2040	2030	2035-2040	2030	2035-2040	2030	2035-2040
Variazione corrispettivo variabile	<i>uscita non transfr. ($CV_U + CV_{VP}$)</i>	22,6%	26,5%	22,7%	26,6%	38,1%	42,0%	-0,9%	0,2%
	<i>uscita transfr. (CV_U)</i>			-0,9%	0,2%	-0,9%	0,2%		

10.21 In relazione ai corrispettivi di capacità (Tabella 7):

- a) nell'ipotesi di recuperare dei costi del collegamento virtuale secondo i criteri attualmente vigenti, i corrispettivi di capacità sarebbero dimensionati in modo tale da coprire i costi di capitale riconosciuti; in tal caso:
- mantenendo l'attuale ripartizione *entry-exit* pari a 25-75, l'impatto medio sui corrispettivi di entrata sarebbe mediamente compreso tra +5,1% e +5,3%, mentre quello sui corrispettivi di uscita tra +4,4% e +4,5%;
 - modificando la ripartizione *entry-exit* in modo tale da recuperare i costi ai soli punti di uscita (con una ripartizione risultante pari a circa 24-76), l'impatto sarebbe minimo per i corrispettivi di entrata, e mediamente compreso tra +5,6% e +5,7% per i corrispettivi di uscita;

- iii. modificando la ripartizione *entry-exit* analogamente al punto ii), e prevedendo in aggiunta l'applicazione di uno specifico coefficiente di riproporzionamento ai soli punti diversi dai punti di interconnessione, l'impatto sarebbe minimo per i corrispettivi di entrata e per i corrispettivi di uscita transfrontalieri, e sarebbe mediamente compreso tra +5,7% e +5,8% per i corrispettivi di uscita non transfrontalieri;
- b) nell'ipotesi che i corrispettivi di capacità siano dimensionati per recuperare, oltre ai costi di capitale del collegamento virtuale, anche i costi operativi, gli impatti rappresentati al precedente punto a) sarebbero circa il doppio;
- c) nell'ipotesi di recuperare tutti i costi del collegamento virtuale mediante un apposito corrispettivo variabile (*CV_{VP}*), l'impatto sui corrispettivi di capacità sarebbe minimo.

Tabella 7: Stima dell'impatto tariffario per i corrispettivi di capacità (variazione rispetto al 2026)

		REGOLE VIGENTI Recupero a tutti i punti e mantenimento ripartizione e/e		HP SOLI PUNTI USCITA Mediante modifica ripartizione e/e		HP SOLI PUNTI USCITA NON TRANSFRONT. Mediante modifica ripartizione e/e + riproporzionamento selettivo	
		2030	2035-2040	2030	2035-2040	2030	2035-2040
Variazione capacità conferite	<i>entrata</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>uscita non transfr.</i>	0,7%	0,8%	0,7%	0,8%	0,7%	0,8%
	<i>uscita transfr.</i>	-	-	-	-	-	-
In ipotesi recupero solo costi di capitale							
Variazione ricavi da recuperare mediante corrispettivi di capacità	<i>entrata</i>	5,1%	5,3%	1,4%	1,7%	1,4%	1,7%
	<i>uscita non transfr.</i>	5,1%	5,3%	6,3%	6,5%	6,4%	6,6%
	<i>uscita transfr.</i>	5,1%	5,3%	6,3%	6,5%	1,4%	1,7%
Variazione media corrispettivi di capacità	<i>entrata</i>	5,1%	5,3%	1,4%	1,7%	1,4%	1,7%
	<i>uscita non transfr.</i>	4,4%	4,5%	5,6%	5,7%	5,7%	5,8%
	<i>uscita transfr.</i>	4,4%	4,5%	5,6%	5,7%	1,4%	1,7%
<i>Ripartizione entry-exit</i>		25 - 75	25 - 75	24 - 76	24 - 76	24 - 76	24 - 76
In ipotesi recupero costi di capitale e operativi							
Variazione ricavi da recuperare mediante corrispettivi di capacità	<i>entrata</i>	10,6%	11,5%	1,4%	1,7%	1,4%	1,7%
	<i>uscita non transfr.</i>	10,6%	11,5%	13,7%	14,8%	14,0%	15,2%
	<i>uscita transfr.</i>	10,6%	11,5%	13,7%	14,8%	1,4%	1,7%
Variazione media corrispettivi di capacità	<i>entrata</i>	10,6%	11,5%	1,4%	1,7%	1,4%	1,7%
	<i>uscita non transfr.</i>	9,9%	10,7%	12,9%	13,9%	13,2%	14,2%
	<i>uscita transfr.</i>	9,9%	10,7%	12,9%	13,9%	1,4%	1,7%
<i>Ripartizione entry-exit</i>		25 - 75	25 - 75	23 - 77	23 - 77	23 - 77	23 - 77
In ipotesi recupero mediante corrispettivo variabile CV_{VP}							
Variazione ricavi da recuperare mediante corrispettivi di capacità	<i>entrata</i>	1,4%	1,7%				
	<i>uscita non transfr.</i>	1,4%	1,7%				
	<i>uscita transfr.</i>	1,4%	1,7%				
Variazione media corrispettivi di capacità	<i>entrata</i>	1,4%	1,7%				
	<i>uscita non transfr.</i>	0,8%	0,9%				
	<i>uscita transfr.</i>	0,8%	0,9%				
<i>Ripartizione entry-exit</i>		25 - 75	25 - 75				

10.22 La Figura 3 sintetizza l’impatto delle diverse opzioni per il recupero dei costi relativi al collegamento virtuale, nell’ipotesi che i costi della rete di trasporto in Sardegna siano recuperati attraverso le regole vigenti.

Figura 3: Rappresentazione degli impatti tariffari sui corrispettivi per il servizio di trasporto delle diverse opzioni per il recupero dei costi del collegamento virtuale

N.	Recupero dei costi operativi	Recupero dei costi di capitale	IMPATTO TARIFFARIO				
			Corrispettivi variabili		Corrispettivi di capacità		
			Punti di uscita non transfrontalieri	Punti di uscita transfrontalieri	Punti di entrata	Punti di uscita non transfrontalieri	Punti di uscita transfrontalieri
1	CV _U		ALTO	ALTO	BASSO	BASSO	BASSO
2	CV ad hoc	Corrispettivi capacità a regole vigenti	ALTO	MINIMO	BASSO	BASSO	BASSO
3		Corrispettivi di capacità	MINIMO	MINIMO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
4	CV _U		ALTO	ALTO	MINIMO	BASSO	BASSO
5	CV ad hoc	Corrispettivi capacità - Solo punti di uscita con modifica ripartizione e/e	ALTO	MINIMO	MINIMO	BASSO	BASSO
6		Corrispettivi di capacità	NULLO	MINIMO	MINIMO	MEDIO	MEDIO
7	CV _U		ALTO	ALTO	MINIMO	BASSO	MINIMO
8	CV ad hoc	Corrispettivi capacità - Solo punti di uscita non transfront. con modifica ripartizione e/e + riproporz. selettivo	ALTO	MINIMO	MINIMO	BASSO	MINIMO
9		Corrispettivi di capacità	MINIMO	MINIMO	MINIMO	MEDIO	MINIMO
10	CV ad hoc	CV ad hoc	MOLTO ALTO	MINIMO	MINIMO	MINIMO	MINIMO

10.23 Rispetto alle combinazioni possibili, si osserva quanto segue:

- le uniche soluzioni che consentono di evitare l’attribuzione di costi ai punti transfrontalieri sono quelle che prevedono il recupero dei costi di capitale mediante corrispettivi di capacità con modifica della ripartizione *entry-exit* e riproporzionamento “selettivo”, e contestuale recupero dei costi operativi mediante corrispettivo variabile *ad hoc* (**Opzione 8**) oppure mediante inclusione nei corrispettivi di capacità (**Opzione 9**); o, in alternativa, il recupero di tutti i costi mediante un corrispettivo variabile *ad hoc* (**Opzione 10**);
- le soluzioni che prevedono il recupero dei costi operativi mediante corrispettivo variabile *ad hoc*, e il recupero dei costi di capitale mediante i corrispettivi di capacità a regole vigenti (**Opzione 2**) o attraverso una semplice modifica della ripartizione *entry-exit* (**Opzione 5**) consentono comunque di minimizzare l’impatto sui corrispettivi applicati ai punti transfrontalieri;
- le soluzioni che prevedono il recupero dei costi operativi mediante i corrispettivi di capacità (**Opzione 3**, **Opzione 6**, **Opzione 9**) sono quelle che consentono di evitare gli impatti tariffari più significativi, in termini percentuali; tra l’Opzione 6 e l’Opzione 9 non vi sarebbe una differenza significativa nell’impatto sui punti di uscita non transfrontalieri; per contro, l’Opzione 9 consente di evitare l’attribuzione di costi ai punti di uscita transfrontalieri.

Valutazione e orientamento dell'Autorità

10.24 Anche tenuto conto dell'analisi di impatto rappresentata nei precedenti paragrafi, e fermo restando il recupero dei costi della rete di trasporto in Sardegna mediante i criteri attualmente in vigore, si ritiene opportuno circoscrivere l'elenco delle possibili soluzioni per il recupero dei costi relativi al collegamento virtuale. In particolare, si ritiene in via preliminare che i costi relativi al collegamento virtuale non debbano incrementare i corrispettivi di capacità applicati ai punti di entrata, al fine di non gravare sui costi di approvvigionamento del gas naturale, che si ripercuoterebbero sul mercato all'ingrosso. Al contempo, sulla base delle valutazioni di impatto sopra riportate, si osserva che l'attribuzione dei costi operativi ai corrispettivi variabili, e dei costi di capitale ai corrispettivi di capacità applicati ai punti di uscita, comporterebbe incrementi sostanziali dei corrispettivi applicati ai punti di uscita, inclusi quelli transfrontalieri. Pertanto, si ritiene che le alternative circa le modalità di recupero dei costi del collegamento virtuale possano essere circoscritte alle seguenti opzioni distinte:

- a) **Opzione 6**, che prevederebbe il recupero dei costi del collegamento virtuale sui corrispettivi di capacità in uscita, con modifica della ripartizione *entry/exit*: tale opzione assicurerebbe coerenza con le indicazioni di cui al Codice TAR relative alla necessità di recuperare i costi di trasporto mediante corrispettivi di capacità e di determinare tali corrispettivi tramite un'unica metodologia che non discrimini tra i punti; di contro, si osserverebbe anche un incremento dei corrispettivi di capacità applicati ai punti di uscita transfrontalieri, di entità pari a quello relativo ai punti non transfrontalieri;
- b) **Opzione 9**, che prevederebbe il recupero dei costi del collegamento virtuale interamente sui corrispettivi di capacità di uscita non transfrontalieri, con modifica della ripartizione *entry/exit* e riproporzionamento "selettivo" per non impattare i punti di uscita transfrontalieri: tale opzione assicurerebbe la coerenza con le indicazioni di cui al Report di ACER 2023 richiamato in precedenza, ma necessiterebbe di un criterio di riproporzionamento selettivo non espressamente previsto dal Codice TAR, per quanto finalizzato ad una discriminazione dei punti di uscita nell'allocazione dei costi di trasporto coerente con uno dei principi ispiratori del Codice TAR medesimo, ossia la non penalizzazione degli scambi transfrontalieri;
- c) **Opzione 10**, che prevederebbe il recupero dei costi del collegamento virtuale interamente attraverso un corrispettivo variabile *ad hoc*, applicato esclusivamente ai punti di uscita non transfrontalieri; tale opzione assicurerebbe trasparenza nell'allocazione dei costi del collegamento virtuale, ed eviterebbe l'attribuzione dei costi del collegamento virtuale ai punti transfrontalieri; tuttavia, al pari dell'Opzione 9, comporterebbe l'allocazione di costi di capitale del servizio di trasporto ai corrispettivi variabili, e non primariamente ai corrispettivi di capacità come richiesto dal Codice TAR, nonché l'applicazione di corrispettivi variabili differenziati per tipologia di punto, tra transfrontalieri e non transfrontalieri.

10.25 Stante quanto sopra, si ritiene che l'opzione che consenta di tener conto della necessità di assicurare coerenza con le previsioni del Codice TAR, evitare

penalizzazioni dei punti di uscita transfrontalieri (almeno, non superiori a quelle dei punti non transfrontalieri) e distribuire gli impatti economici del collegamento virtuale in modo omogeneo tra tutti gli utenti del servizio di trasporto, sia l'**Opzione 6**. Tale opzione appare inoltre coerente con la previsione normativa di considerare il collegamento virtuale come parte della rete nazionale di trasporto - con la possibilità di immettere gas in un qualsiasi punto di entrata del sistema nazionale e prelevarlo in Sardegna, o di immettere gas in Sardegna e prelevarlo (entro i limiti fisici) in qualsiasi area uscita nazionale o punto transfrontaliero -, identificando in tal modo un unico sistema *entry-exit* nazionale e , conseguentemente, un'unica area nazionale di bilanciamento (cfr. successivo Capitolo 13).

S7. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei corrispettivi di trasporto.

11. Criteri di determinazione delle tariffe di distribuzione e relativa perequazione

- 11.1 Con la deliberazione 570/2019/R/GAS, l'Autorità ha previsto l'istituzione dell'ambito tariffario Sardegna e introdotto transitoriamente, per un periodo di tre anni, una specifica componente tariffaria perequativa negativa CE, espressa in euro/punto di riconsegna (PDR), applicata ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, pari alla differenza tra il livello della tariffa obbligatoria che verrebbe determinata con riferimento alla sola Sardegna e il livello della tariffa obbligatoria dell'Ambito Meridionale (che attualmente risulta essere quello caratterizzato da costi più elevati per gli utenti del servizio), prevedendo altresì che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione.
- 11.2 Al fine di ottemperare a quanto previsto dal dPCM 29 marzo 2022, con la deliberazione 737/2022/R/GAS di aggiornamento della RTDG per il triennio 2023-2025, l'Autorità ha:
- a) previsto che possano essere ammessi ai meccanismi di socializzazione, ai sensi del medesimo decreto, le sole reti che rispettino i requisiti ivi indicati (reti già realizzate o con cantiere avviato al momento dell'entrata in vigore del medesimo dPCM 29 marzo 2022), stabilendo altresì che le altre eventuali reti isolate di Gnl o alimentate con carro bombolaio realizzate in Sardegna siano trattate secondo quanto previsto dalla regolazione tariffaria per le reti isolate di Gnl o alimentate con carro bombolaio;
 - b) confermato, con riferimento alle reti che rispettino i requisiti previsti dal dPCM 29 marzo 2022, per il triennio 2023-2025, l'applicazione della specifica componente CE della tariffa obbligatoria ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, di cui al comma 42.3, lettera k), della RTDG, e che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione, con copertura mediante la componente UG1 della medesima tariffa obbligatoria.
- 11.3 Con la deliberazione 532/2025/R/GAS, l'Autorità, nel prorogare la validità delle disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione 737/2022/R/GAS, ha

confermato, per gli anni 2026-2027, l'applicazione, ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, della specifica componente tariffaria CE, relativa alla compensazione dei maggiori costi unitari relativi al servizio di distribuzione delle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati in applicazione, con decorrenza dall'1 gennaio 2026, del dPCM 10 settembre 2025.

- 11.4 Nel triennio 2023-2025 la componente CE trova applicazione limitatamente alle reti di distribuzione ubicate nella Regione Sardegna, realizzate o con cantiere avviato al momento dell'entrata in vigore del dPCM 29 marzo 2022; nel biennio 2026-2027 tale componente trova applicazione limitatamente alle reti di distribuzione ubicate nella Regione Sardegna di cui all'articolo 2, comma 9, del dPCM 10 settembre 2025.
- 11.5 In coerenza con quanto precisato al punto 10.10 della relazione tecnica allegata alla deliberazione 532/2025/R/GAS, l'Autorità ritiene che le previsioni regolatorie sopra richiamate risultino pienamente coerenti con le disposizioni del dPCM 10 settembre 2025, che hanno sostituito quelle del dPCM 29 marzo 2022, e che, conseguentemente, non siano necessari ulteriori adeguamenti regolatori.

Box 1 - Riconoscimento dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione in reti isolate alimentate a Gnl

Regolazione tariffaria per le reti di distribuzione isolate alimentate a Gnl

Ai fini del riconoscimento dei costi per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura delle reti isolate alimentate a Gnl:

- il comma 65.1 della RTDG (Allegato B alla deliberazione 532/2025/R/GAS) prevede che le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura nelle reti isolate di Gnl coprano i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e i costi di manutenzione delle reti canalizzate per la distribuzione del gas e comprendano anche il costo di eventuali serbatoi criogenici e dei rigassificatori locali direttamente connessi alle medesime reti e funzionali all'immissione in rete del gas. Tali opzioni tariffarie non coprono invece i costi della commercializzazione del servizio di distribuzione;
- come riportato al punto 31.4 della relazione tecnica allegata alla deliberazione 570/2019/R/GAS, *“stanti i meccanismi di socializzazione dei costi per ambito tariffario, al fine di responsabilizzare gli operatori verso uno sviluppo economico del servizio, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che i costi connessi a depositi di stoccaggio criogenico e ai rigassificatori locali, nel caso di interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, qualora non ancora completamente ammortizzati sotto il profilo regolatorio, non siano riconosciuti in tariffa, in quanto tali cespiti non rientrano tra quelli necessari alla distribuzione del gas naturale in reti interconnesse con il sistema nazionale di trasporto.”*.

Specificità relative alla metanizzazione della Regione Sardegna

Il comma 19.2 della RTDG prevede che, nel caso di servizio di distribuzione erogato mediante reti isolate di Gnl o alimentate a mezzo di carro bombolaio, l'impresa distributrice interessata possa presentare istanza di assimilazione di tali reti a reti di distribuzione interconnesse con il sistema nazionale di trasporto e che, in tale caso, trovino applicazione le disposizioni previste per la regolazione tariffaria del gas naturale distribuito a mezzo di reti interconnesse, per un periodo di cinque anni decorrenti dalla presentazione dell'istanza. Il medesimo comma chiarisce che tali

disposizioni non si applicano alle reti situate nella Regione Sardegna che non rispettino i requisiti previsti dall'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022.

S8. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione delle tariffe di distribuzione.

12. Decorrenza

12.1 Al fine di assicurare certezza dei tempi per l'implementazione delle misure di cui al dPCM 10 settembre 2025, è necessario individuare una data a decorrere dalla quale:

- a) sia possibile ricomprendere nei livelli tariffari del servizio di trasporto i costi relativi al collegamento virtuale, inclusi quelli relativi al servizio di trasporto su gomma e ai depositi criogenici (attualmente ricompresi nel perimetro della distribuzione, che quindi dovrebbero essere oggetto di riclassificazione nell'ambito del servizio di trasporto);
- b) i clienti finali della Regione Sardegna possano beneficiare di condizioni di fornitura che prevedano costi di trasporto allineati a quelli del Continente, superando le attuali condizioni di fornitura che allocano esclusivamente ai clienti della Regione i maggiori costi della catena di approvvigionamento del gas in Sardegna tramite Gnl e relativo trasporto su gomma.

12.2 Si ritiene possibile ipotizzare come data di decorrenza del collegamento virtuale e di allineamento delle condizioni di fornitura il 1° gennaio 2027. Al riguardo, considerate le tempistiche per la definizione delle tariffe di trasporto per l'anno 2027, è possibile ipotizzare che:

- a) le tariffe di riferimento relative al servizio di distribuzione gas dell'anno 2027 possano essere determinate escludendo i depositi criogenici dal perimetro dei costi riconosciuti;
- b) i costi relativi ai depositi criogenici, nonché gli altri costi relativi al collegamento virtuale, possano essere ricompresi nell'ambito dei costi del servizio di trasporto da considerare in sede di rideterminazione del livello di ricavi di riferimento per l'anno 2027;
- c) dal 1° gennaio 2027, la Sardegna entrerebbe a far parte di un'unica area di mercato e di bilanciamento con il Continente, con la conseguente attribuzione della responsabilità del bilanciamento in capo all'impresa maggiore di trasporto;
- d) dal 1° gennaio 2027, troverebbe applicazione la regolazione ordinaria in tema di condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela della vulnerabilità e in tema di servizio di fornitura di ultima istanza per i clienti ubicati nella Regione Sardegna (cfr. successivo capitolo 15).

12.3 In relazione ai corrispettivi per il servizio di trasporto, le norme di cui al Codice TAR recano specifiche prescrizioni alle autorità nazionali di regolamentazione sul processo di consultazione dei criteri tariffari (articoli 26 e 28), e disciplinano le modalità con cui ACER è tenuta a rendere la propria Opinione sul documento

finale di consultazione (articolo 27). A tal proposito, si ritiene che l'aggiornamento dei criteri di determinazione dei corrispettivi di trasporto per l'implementazione del dPCM 10 settembre 2025 possa essere ricondotto nell'ambito del procedimento per la revisione dei criteri di regolazione tariffaria per il 7PRT (applicabili dal 2028), avviato con deliberazione 16/2026/R/GAS. Ciò anche considerato che, in base agli orientamenti per la decorrenza delle misure di implementazione del dPCM 10 settembre 2025, i corrispettivi del servizio di trasporto per l'anno 2027 verrebbero determinati entro fine maggio 2026 senza considerare i costi relativi al collegamento virtuale; di tali costi si terrà invece conto in sede di rideterminazione dei ricavi per il medesimo anno 2027, da effettuarsi nel corso del medesimo anno 2027, e tale rideterminazione concorrerà alla valorizzazione del corrispettivo variabile integrativo CV_{FC} applicato a decorrere dall'anno 2028.

S9. Osservazioni in merito alla decorrenza.

PARTE IV

ASPETTI RELATIVI ALLE MODALITÀ DI SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO DEL COLLEGAMENTO VIRTUALE

13. Premessa

- 13.1 Come sopra richiamato, il dPCM 10 settembre 2025 stabilisce che l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale alla Regione Sardegna tramite il collegamento virtuale (di seguito anche *virtual pipeline*, o VP) sia considerato parte della rete nazionale di trasporto, e affida all'Autorità il compito di definire il quadro regolatorio applicabile al suddetto servizio di collegamento virtuale. Inoltre, il medesimo decreto prevede che l'impresa maggiore di trasporto verifichi la possibilità di accesso dei terzi alle infrastrutture di rigassificazione facenti parte del suddetto collegamento virtuale attraverso una procedura aperta.
- 13.2 Nel quadro del suddetto mandato si ritiene necessario definire la disciplina relativa ai servizi di bilanciamento e di *settlement* la cui responsabilità è assegnata all'impresa maggiore di trasporto, nonché gli aspetti di gestione dell'accesso alle infrastrutture facenti parte della VP, fermo restando che tale VP non può operare in controflusso fisico (dalla Sardegna al Continente).

14. Modalità di gestione del collegamento virtuale

- 14.1 Alla luce di quanto sopra, i primi aspetti da trattare possono essere così individuati:
- a) definizione dell'area di bilanciamento;
 - b) modalità di gestione dell'approvvigionamento del gas necessario a garantire la fornitura della Regione Sardegna;
 - c) criteri per l'implementazione della procedura aperta da parte dell'impresa maggiore di trasporto;
 - d) applicazione della disciplina relativa ai servizi di bilanciamento e di *settlement*;
 - e) definizione di norme di dettaglio a livello di Codici e procedure funzionali al servizio del collegamento virtuale.
- 14.2 Dal contesto normativo sopra descritto, e in particolare dalla finalità esplicita dell'articolo 60, comma 6, del decreto-legge 76/20 di garantire l'approvvigionamento di energia della Sardegna "*a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d'Italia*", dalla previsione di considerare le infrastrutture del collegamento virtuale "*parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari*", nonché dalle previsioni del dPCM di estensione della rete nazionale del trasporto del gas alla Sardegna "*attraverso un collegamento virtuale, quale sistema operato dal gestore della rete nazionale per il trasporto di gas naturale*", si evince come il collegamento virtuale debba essere considerato parte della Rete

Nazionale di Gasdotti e gestito in modo unitario e coordinato dall'impresa maggiore di trasporto; pertanto, il collegamento virtuale e la rete di trasporto nella Regione Sardegna devono essere considerati come parte del sistema *entry-exit* nazionale e, di conseguenza, dell'area di bilanciamento gestita dal responsabile del bilanciamento (di seguito RdB, come noto l'impresa maggiore di trasporto) ai sensi del TIB e del Codice di Rete.

- 14.3 Il Capitolo 9 del Codice di Rete, nell'affrontare la contabilità del gas trasportato illustra le formule che consentono di ricostruire i quantitativi di gas trasportati ai fini della corretta contabilizzazione e allocazione del gas di competenza di ciascun utente del bilanciamento (di seguito: UdB), nonché della corretta attribuzione dei costi in funzione dell'effettivo utilizzo. In tal senso, si ritiene che l'equazione di bilancio della rete e l'equazione di bilancio dell'UdB non necessitino di modifiche, in quanto quest'ultimo potrà immettere il gas, corrispondente al prelievo dei propri clienti sardi, da qualunque punto della rete nazionale e vederselo riconsegnato in Sardegna, senza ulteriori adempimenti rispetto a quanto già previsto dalla regolazione del bilanciamento.

<i>S10. Osservazioni in merito all'area unica di bilanciamento.</i>

Servizio di liquefazione virtuale SSLNG e procedure di merito economico

- 14.4 Dal punto di vista del dispacciamento fisico, l'impresa maggiore di trasporto, in qualità di RdB, nel caso di immissione in rete presso un punto di entrata della rete del Continente dovrebbe convertire il gas in quantitativi equivalenti di Gnl ai fini del suo trasporto in Sardegna.
- 14.5 A tal fine, l'impresa maggiore di trasporto potrebbe ricorrere al servizio di liquefazione virtuale (*virtual liquefaction*) per *Small Scale* LNG (SSLNG) già disciplinato nei Codici di rigassificazione (così come richiesto dall'articolo 12 del TIRG). Tale servizio prevede la possibilità per gli utenti di consegnare, all'impresa di rigassificazione, gas al Punto di Scambio Virtuale (PSV) e ricevere un volume equivalente di Gnl negli stoccaggi dei terminali.
- 14.6 Ragionando nell'ottica di un servizio di liquefazione virtuale applicabile alla Sardegna, il gas necessario per il fabbisogno della Regione (comprensivo di una quota di gas per il funzionamento del sistema) dovrebbe essere consegnato dall'impresa maggiore di trasporto alle imprese di rigassificazione dei terminali di Panigaglia e OLT Livorno al PSV che, in cambio, consegnerebbero all'impresa maggiore di trasporto un corrispondente volume di Gnl in stoccaggio presso i medesimi terminali ai fini della successiva gestione nell'ambito della VP.
- 14.7 Dai terminali di Panigaglia e OLT, i volumi acquisiti tramite il servizio di liquefazione virtuale sarebbero trasportati al terminale di Oristano attraverso le bettoline gestite dall'impresa maggiore di trasporto, tramite il collegamento virtuale così come previsto dal dPCM.
- 14.8 Nel caso di attivazione del servizio del collegamento virtuale, che consiste nel trasporto di Gnl dai terminali di Panigaglia e OLT Livorno alla regione Sardegna, il punto di Oristano si configurerebbe come un mero punto di transito privo di

tariffa di trasporto o di accesso al terminale, in quanto parte del medesimo collegamento.

- 14.9 Occorre rilevare, però, che la possibilità di utilizzo del servizio di *virtual liquefaction* non è sempre garantita, in quanto subordinata alla disponibilità di Gnl nei serbatoi dei terminali di Panigaglia e OLT. Inoltre, non è escluso che possa essere più conveniente per il gestore del collegamento virtuale approvvigionare direttamente il Gnl sul mercato. Pertanto, in tali casi appare opportuno prevedere che l'impresa maggiore di trasporto avvii delle procedure di merito economico rivolte agli operatori di mercato con tempistiche idonee a garantire l'organizzazione ottimale del servizio per l'offerta di Gnl necessario a garantire la copertura del fabbisogno della Regione Sardegna. Tale modalità di approvvigionamento potrebbe riguardare sia volumi di Gnl non ancora scaricati presso i terminali della VP, sia volumi di Gnl già presenti nei serbatoi dei terminali facenti parte della VP.

S11. Osservazioni in merito all'utilizzo del servizio di virtual liquefaction SSLNG da parte dell'impresa maggiore di trasporto e alle procedure di merito economico.

Definizione dell'equazione di bilancio del collegamento virtuale

- 14.10 Alla luce di quanto sopra, potrebbe essere opportuno integrare l'equazione di bilancio dell'impresa maggiore di trasporto con parametri specifici che esplicitino i quantitativi di pertinenza del collegamento virtuale (VP), anche al fine di evidenziare possibili efficientamenti nonché meccanismi per la corretta gestione della neutralità e per la responsabilizzazione dei soggetti coinvolti rispetto queste grandezze.

- 14.11 L'equazione di bilancio della VP potrebbe essere rappresentata come segue:

$$I_{vp} = P_{vp} + C_{vp} + PE_{vp} + GNC_{vp} + \Delta LP_{vp}$$

dove:

- I_{vp} è il quantitativo di energia immesso nella VP dall'RdB; tale quantitativo potrebbe essere riferito al:
 - volume di Gnl immesso nei serbatoi di stoccaggio dei terminali di rigassificazione oggetto della VP attraverso il servizio della *virtual liquefaction* SSLNG di cui al precedente punto 13.5;
 - volume di Gnl approvvigionato dall'impresa maggiore di trasporto e immesso nei serbatoi di stoccaggio dei terminali di rigassificazione oggetto della VP oppure direttamente acquistato nei serbatoi di stoccaggio dei terminali di rigassificazione oggetto della VP di cui al precedente punto 13.9;
- P_{vp} è il quantitativo di energia prelevato dalla VP dall'RdB e pari alla somma dei:

- volumi di Gnl rigassificati presso il terminale di Oristano per l'immissione nelle reti di trasporto/distribuzione interconnesse con tale terminale;
- volumi di Gnl rigassificati presso clienti finali e *city gate* non collegati alla rete fisica e alimentati tramite trasporto su gomma;
- C_{vp} e PE_{vp} sono rispettivamente i consumi e le perdite della VP, le cui modalità di calcolo dovranno essere definite così come già previsto per gli analoghi termini dell'equazione della rete del trasportatore;
- ΔLP_{vp} rappresenta il gas "stoccato" all'interno della VP, presente all'interno dei terminali di rigassificazione, delle bettoline, dei serbatoi criogenici e dei mezzi di trasporto su gomma;
- GNC_{vp} è il gas non contabilizzato che corrisponde al risultato dell'equazione.

S12. Osservazioni in merito all'introduzione di un'equazione per il collegamento virtuale.

Aggiornamento dell'equazione del trasportatore

14.12 Una volta definita l'equazione della VP, è necessario aggiornare l'equazione del trasportatore per tener conto dei volumi destinati alla Regione Sardegna. Nello specifico, all'attuale equazione indicata nel Codice di Rete:

$$I_T + S_T + T_T^N = P_T + C + PE + GNC + \Delta LP_C + BIL_{RESID} + DS_T$$

sarebbe necessario aggiungere i termini relativi all'equazione della VP:

$$I_T + S_T + T_T^N + I_{vp} = P_T + C + PE + GNC + \Delta LP_C + BIL_{RESID} + DS_T + P_{vp} + C_{vp} + PE_{vp} + GNC_{vp} + \Delta LP_{vp}$$

14.13 Il termine T_T^N rappresenta il saldo netto delle transazioni di gas al PSV ed è attualmente definito nel Codice di Rete come segue:

$$T_T^N = T_T^{PSV} + T_T^M + T_{RdB}^M$$

dove T_T^{PSV} indica le quantità acquistate/cedute dal Trasportatore da/a altri Utenti e/o altri soggetti presso il Punto di Scambio Virtuale. A seguito dell'entrata in vigore del collegamento virtuale, si ritiene preferibile inserire un termine specifico T_{VP} per rappresentare i volumi ceduti dall'impresa di trasporto ai terminali di Panigaglia e OLT Livorno per il servizio della *virtual liquefaction* finalizzato all'approvvigionamento della regione Sardegna. Inoltre, il suddetto termine dovrà comprendere anche i volumi eventualmente resi disponibili dall'impresa di trasporto al terminale di Oristano ai fini della loro riconsegna agli utenti nel quadro del servizio di rigassificazione offerto dal medesimo terminale (vedi successivo punto 13.20). Di conseguenza il termine T_T^N diventerebbe:

$$T_T^N = T_T^{PSV} + T_T^M + T_{RdB}^M + T_{VP}$$

S13. Osservazioni in merito all'aggiornamento dell'equazione del trasportatore.

Integrazioni al TIB funzionali al bilanciamento della rete di trasporto del Continente e alla neutralità dell'RdB

- 14.14 Come noto, le logiche operative della catena della VP, che opera attraverso scariche discrete, comportano un disallineamento tra i quantitativi giornalieri che gli UdB devono immettere nel sistema per bilanciare il consumo della Regione Sardegna ed i volumi immessi nella VP. Inoltre, una quota del volume immesso nella VP è necessaria al funzionamento della medesima (ad esempio GNC del collegamento virtuale, Consumi, Perdite).
- 14.15 Con riferimento all'equilibrio della rete di trasporto del Continente, tale differenza potrebbe essere rappresentata come segue:

$$\Delta_{CON} = P_{SAR} - T_{VP}$$

dove:

- P_{SAR} è il consumo della Regione Sardegna che gli UdB sono tenuti a bilanciare;
 - T_{VP} come definito sopra che, si ricorda, comprende i volumi ceduti dall'impresa di trasporto ai terminali di Panigaglia e OLT Livorno per il servizio della *virtual liquefaction* finalizzato all'approvvigionamento della regione Sardegna ed il volume riconsegnato agli UdB nella rete nazionale dei gasdotti, oggetto del servizio di rigassificazione offerto dal terminale di Oristano.
- 14.16 Ai sensi della regolazione vigente, l'RdB approvvigiona i volumi giornalieri complessivi, necessari al funzionamento del sistema Ψ (ossia, dei quantitativi a copertura del *deltaIO*, degli autoconsumi, delle perdite di rete e del GNC), presso la Piattaforma MGAS nell'ambito del comparto AGS, in modo tale da poter distinguere tale attività da quelle finalizzate al bilanciamento del sistema. La differenza di cui al precedente punto potrebbe essere regolata dall'RdB all'interno del medesimo comparto. È, inoltre, necessario integrare le norme in materia di neutralità contenute nel TIB con riferimento alle partite economiche derivanti dall'approvvigionamento del Gnl per l'immissione nella VP e per tutte le partite funzionali alla sua gestione.

S14. Osservazioni in merito alle integrazioni necessarie al TIB.

Opzioni di flessibilità e utilizzo della capacità

- 14.17 Ai fini del dispacciamento fisico della rete, attraverso il coordinamento con tutti i soggetti interessati, l'impresa maggiore di trasporto dovrebbe definire e aggiornare periodicamente il programma di consumi della Regione Sardegna e valutare, secondo criteri di efficienza, economicità delle forniture e minimizzazione dei costi, sia i volumi da approvvigionare (e le modalità più idonee per il loro approvvigionamento), sia le capacità presso i terminali del

collegamento virtuale di cui assicurarsi la disponibilità ai fini della gestione dell'approvvigionamento della Regione.

- 14.18 In particolare, le capacità funzionali al collegamento virtuale dovrebbero essere oggetto di allocazione prioritaria all'impresa maggiore di trasporto.
- 14.19 Il programma dovrebbe anche considerare possibili ottimizzazioni derivanti dalla possibilità di rendere disponibile a soggetti terzi la capacità nella propria disponibilità delle infrastrutture di rigassificazione facenti parte della VP, così come previsto dal dPCM. In particolare, ci si riferisce alla possibilità di offrire la capacità di rigassificazione presso il terminale di Oristano e le capacità di SSLNG presso i terminali di Panigaglia e OLT.
- 14.20 Per quanto riguarda le capacità presso il terminale di Oristano, anche tenuto conto delle previsioni di cui all'articolo 2, comma 6, del dPCM, in base alle quali l'impresa maggiore di trasporto avvia una procedura aperta per verificare la possibilità di accesso dei terzi alle infrastrutture di rigassificazione facenti parte del collegamento virtuale, potrebbe essere offerto un servizio che, alla stregua degli altri terminali di rigassificazione, preveda la riconsegna all'utente del gas rigassificato all'interno della rete nazionale di trasporto (quindi direttamente scambiabile al PSV). In questo caso dovrebbe essere configurato un punto di entrata della rete nazionale interconnesso con il terminale di Oristano con una tariffa specifica. L'utilizzo di questa possibilità farebbe venire meno la necessità per l'impresa maggiore di trasporto di provvedere direttamente all'approvvigionamento della Sardegna, con conseguente risparmio sui costi di gestione del collegamento virtuale. Dall'altra parte, la possibilità di offrire questo servizio è limitata dai quantitativi che può assorbire il consumo della Regione Sardegna e deve essere, inoltre, previsto che l'utente assicuri la consegna dei quantitativi oggetto del servizio per non pregiudicare la sicurezza delle forniture della Regione.
- 14.21 La definizione delle opzioni di flessibilità sopra descritte, nonché della modalità con cui possono essere rese disponibili le capacità presso i terminali di rigassificazione facenti parte del collegamento virtuale, potrebbe essere demandata all'impresa maggiore di trasporto secondo logiche trasparenti ed efficienti nel rispetto del mandato ricevuto dal dPCM.

S15. Osservazioni in merito alle opzioni di flessibilità e all'utilizzo della capacità.

Quadro di regole per la gestione del collegamento virtuale

- 14.22 Il prerequisite necessario e inderogabile per il corretto funzionamento del collegamento virtuale, come anche evidenziato dalla stessa impresa di trasporto nella comunicazione 22 dicembre 2025, è la predisposizione di *“opportune procedure e meccanismi di coordinamento affinché vengano rese disponibili all'impresa maggiore di trasporto da parte dei gestori delle reti di distribuzione e dei soggetti coinvolti nella gestione delle infrastrutture della virtual pipeline, le informazioni funzionali all'accesso ed erogazione del servizio”*.

- 14.23 In tal senso, pare opportuno prevedere l'introduzione di una sezione *ad hoc* nell'ambito del Codice di rete dell'impresa maggiore di trasporto di tutto ciò che concerne il collegamento virtuale e la definizione di apposite Convenzioni con i soggetti coinvolti nella gestione delle infrastrutture facenti parte del collegamento virtuale. Inoltre, nel Codice di rete dovranno essere disciplinate le modalità di approvvigionamento del Gnl da parte dell'impresa maggiore di trasporto.

S16. Osservazioni in merito alla formalizzazione del quadro di regole per la gestione del collegamento virtuale.

15. Aspetti relativi al *settlement*

- 15.1 La configurazione del collegamento virtuale sopra descritto, nonché l'individuazione di un'unica area di bilanciamento, comporta che ai punti di riconsegna della rete di trasporto della Sardegna si possa applicare la regolazione in materia di *settlement* purché tutti i clienti finali allacciati alle reti di distribuzione siano censiti nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII).

*S17. Osservazioni in merito agli aspetti relativi al *settlement*.*

16. Aspetti relativi al funzionamento del mercato retail

- 16.1 Con riferimento al mercato di vendita al dettaglio di gas naturale, in esito al presente documento per la consultazione e in particolare agli orientamenti sulla decorrenza delle misure di cui al Capitolo 11, per i clienti ubicati nella Regione Sardegna troverebbe applicazione la regolazione ordinaria in tema di condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela della vulnerabilità e in tema di servizio di fornitura di ultima istanza, purché tutti i clienti finali allacciati alle reti di distribuzione siano censiti nell'ambito del SII.
- 16.2 Gli aspetti disciplinati dai testi regolatori "Bolletta dei clienti finali di energia", "Testo Integrato fatturazione", "Testo integrato qualità dei servizi di vendita", "Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale", nonché gli aspetti del servizio di misura rientranti nel "Testo Integrato Vendita Gas", trovano applicazione e non subirebbero variazioni a seguito degli interventi in esito al presente documento per la consultazione.

S18. Osservazioni in merito agli aspetti relativi al funzionamento del mercato retail.

PARTE V

CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

17. Conclusioni

- 17.1 Sulla base del presente documento di consultazione e in particolare degli aspetti di scenario energetico della Regione, che mostrano un forte sviluppo di produzione elettrica da fonte rinnovabile e delle infrastrutture elettriche necessarie ad assicurare adeguatezza e flessibilità al sistema elettrico sardo, e degli esiti della consultazione, l’Autorità, per le finalità di propria competenza, si riserva 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, tenendo conto degli scenari di domanda energetica aggiornati e delle modalità alternative di soddisfacimento della domanda energetica.
- 17.2 In tale contesto, l’Autorità esercita le proprie competenze regolatorie ai sensi dell’articolo 2, comma 12, della legge 14 novembre 1995, n. 481, che le attribuisce il potere di definire i criteri per la fissazione delle tariffe, di valutare i costi delle infrastrutture e di verificare la sostenibilità economica degli investimenti in capo agli utenti del servizio. Il dPCM 10 settembre 2025, pur individuando le infrastrutture prioritarie per la decarbonizzazione della Sardegna e dichiarandone la pubblica utilità, non pregiudica l’esercizio di tali competenze: l’Autorità mantiene infatti piena autonomia nella valutazione degli impatti tariffari derivanti dall’implementazione del collegamento virtuale e delle reti di distribuzione del gas naturale, nonché nella determinazione delle condizioni economiche di accesso al servizio.
- 17.3 In tale ambito, l’Autorità è tenuta altresì a vigilare sull’efficienza e sulla sostenibilità degli investimenti nel sistema energetico nell’interesse degli utenti finali, tenendo conto dell’evoluzione degli scenari di domanda energetica regionale, delle proiezioni di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2030 e delle nuove condizioni di adeguatezza del sistema elettrico sardo.