

**DELIBERAZIONE 28 GIUGNO 2022**

**279/2022/R/COM**

**AVVIO DI PROCEDIMENTO PER L'ATTUAZIONE DEL DECRETO DEL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI 29 MARZO 2022 IN MATERIA DI OPERE E INFRASTRUTTURE NECESSARIE AL PHASE OUT DELL'UTILIZZO DEL CARBONE IN SARDEGNA**

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA  
RETI E AMBIENTE**

Nella 1210<sup>a</sup> riunione del 28 giugno 2022

**VISTI:**

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale;
- la direttiva 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- il Regolamento (CE) 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, in materia di condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale;
- il Regolamento (UE) 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014, che istituisce un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto;
- il Regolamento (UE) 460/2017 della Commissione, del 16 marzo 2017, che istituisce un Codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas (di seguito: Codice TAR);
- il Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, che istituisce l'Agenzia per la cooperazione fra i Regolatori nazionali dell'energia;
- il Regolamento Delegato (UE) 2020/389 della Commissione Europea del 31 ottobre 2019, che modifica il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, in materia di infrastrutture energetiche transeuropee;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e s.m.i. (di seguito: legge 481/1995);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e s.m.i.;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 e s.m.i.;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e s.m.i. (di seguito: decreto legislativo 93/2011);
- il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, come convertito con legge 11 settembre 2020, n. 120 (di seguito: decreto-legge 76/2020);
- il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, come convertito con legge 29 luglio 2021, n. 108 (di seguito: decreto-legge 77/2021);

- il decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17, come convertito con modificazioni dalla legge 17 aprile 2022, n. 34 (di seguito: decreto-legge 17/2022);
- il decreto del Ministro della Transizione Ecologica del 28 ottobre 2021 (di seguito: decreto MiTE 28 ottobre 2021);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 29 marzo 2022 (di seguito: DPCM 29 marzo 2022);
- la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 17 luglio 2002, 137/02 e s.m.i.;
- la deliberazione dell’Autorità 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM e il relativo Allegato A e s.m.i. (TIUC);
- la deliberazione dell’Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (TIB);
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 114/2019/R/GAS) e il relativo Allegato A e s.m.i. (di seguito: RTTG);
- la deliberazione dell’Autorità 16 aprile 2019, 148/2019/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (TISG);
- la deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2019, 554/2019/R/GAS, e il relativo Allegato A e s.m.i. (di seguito: RQTG);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 569/2019/R/GAS, e il relativo Allegato A e s.m.i. (di seguito: RQDG);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 570/2019/R/GAS), e il relativo Allegato A e s.m.i. (di seguito: RTDG);
- la deliberazione dell’Autorità 15 dicembre 2020, 539/2020/R/GAS (di seguito: deliberazione 539/2020/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 1 giugno 2021, 230/2021/R/GAS (di seguito: deliberazione 230/2021/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM (di seguito: deliberazione 271/2021/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 614/2021/R/COM e il relativo Allegato A (TIWACC 2022-2027);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 617/2021/R/GAS (di seguito: deliberazione 617/2021/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 615/2021/R/COM (di seguito: documento per la consultazione 615/2021/R/COM)
- il documento per la consultazione dell’Autorità 17 maggio 2022, 213/2022/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 213/2022/R/GAS);
- il Rapporto adeguatezza Italia 2021, pubblicato da Terna in data 11 novembre 2021 (di seguito: Rapporto sull’adeguatezza);
- il Rendiconto degli esiti dell’asta madre 2024 del mercato della capacità, pubblicato da Terna in data 1 aprile 2022 (di seguito: Rendiconto degli esiti);

- lo Studio RSE “Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040)” reso pubblico in data 10 agosto 2020 (di seguito: studio RSE);
- lo Studio RSE “Studio RSE sullo sviluppo delle infrastrutture energetiche della Sardegna - Fase 2: Approfondimento sulle modalità di trasporto del Gnl/gas naturale all’interno della Sardegna (anni 2020-2040)” reso pubblico in data 23 luglio 2021;
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico del 12 ottobre 2020 (prot. Autorità A/32715 del 13 ottobre 2020).

#### **CONSIDERATO CHE:**

- la legge 481/1995, come modificata dal decreto-legge 17/2022, nel delineare il quadro generale e le funzioni assegnate all’Autorità, prevede, ai sensi dell’articolo 1, comma 1, che l’ordinamento tariffario armonizzi *“gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”* e, ai sensi dell’articolo 2, comma 12, lettera e), che le tariffe dei servizi regolati siano stabilite ed aggiornate dall’Autorità *“in relazione all’andamento del mercato e del reale costo di approvvigionamento della materia prima”* e *“in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale”*;
- l’articolo 16, comma 2, del decreto legislativo 93/2011 prevede che il gestore del sistema di trasporto trasmetta annualmente all’Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico (ora Ministero della Transizione Ecologica, MiTE) un Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto (di seguito: Piano), che contenga misure efficaci atte a garantire l’adeguatezza del sistema e la sicurezza di approvvigionamento, tenendo conto anche dell’economicità degli investimenti e della tutela dell’ambiente; il medesimo articolo prevede inoltre che l’Autorità, ricevuto il Piano, lo sottoponga a consultazione secondo modalità aperte e trasparenti e renda pubblici i risultati della consultazione;
- l’articolo 60, comma 6, del decreto-legge 76/2020, recante misure urgenti per la semplificazione e l’innovazione digitale, ha stabilito che, per consentire l’approvvigionamento di energia alla Regione Sardegna a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d’Italia, *“è considerato parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l’insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa”*, ossia attraverso la c.d. *virtual pipeline*;
- l’articolo 31, comma 3, del decreto-legge 77/2021, dispone che, al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, sono individuate le opere e le infrastrutture necessarie al *phase out* dell’utilizzo del carbone nell’Isola.

**CONSIDERATO CHE:**

- con il documento per la consultazione 615/2021/R/COM, l’Autorità ha presentato, nell’ambito del procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM, le Linee guida per lo sviluppo della regolazione *ROSS-base*;
- con la deliberazione 114/2019/R/GAS, l’Autorità ha stabilito i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTTG 2020-2023);
- con la deliberazione 570/2019/R/GAS, l’Autorità ha stabilito i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTDG 2020-2025);
- con il documento per la consultazione 213/2022/R/GAS l’Autorità ha illustrato, nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 617/2021/R/GAS, i propri orientamenti in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti, in particolare per il primo anno del periodo di regolazione (2024), nella prospettiva della transizione verso l’approccio ROSS, e di determinazione dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto del gas naturale nella cornice di quanto previsto dalla normativa europea in materia di armonizzazione delle strutture tariffarie per il trasporto del gas naturale di cui al Codice TAR; in tale documento, l’Autorità ha, tra l’altro, illustrato le proposte sulle modalità di allocazione dei costi relativi agli interventi per la metanizzazione della Regione Sardegna da ricomprendere nella rete nazionale di trasporto;
- con la deliberazione 539/2020/R/GAS di valutazione dei Piani 2019 e 2020, l’Autorità ha evidenziato come, con riferimento al Piano di Enura per lo sviluppo della rete di trasporto in Sardegna, non sussistano le condizioni per esprimere una valutazione positiva di tutti gli sviluppi della rete di trasporto del “Progetto Metanizzazione Sardegna”, invitando pertanto il gestore a riformulare il progetto nei Piani successivi, tenendo conto della configurazione infrastrutturale e gestionale ottimale, anche sotto il profilo dei costi, adeguata alle previsioni di domanda attesa, nel rispetto della normativa nazionale e comunitaria vigente e degli indirizzi del Ministero; è tuttora in corso il processo di valutazione dei Piani 2021 e 2022;
- con la deliberazione 230/2021/R/GAS, l’Autorità ha approvato le proposte tariffarie e determinato i corrispettivi tariffari relativi all’anno 2022 per il servizio di trasporto e misura del gas naturale;
- con riferimento alla proposta tariffaria di Snam Rete Gas S.p.A., è stato richiesto alla società di escludere gli incrementi patrimoniali riconducibili alla c.d. *virtual pipeline* di cui all’articolo 60, comma 6, del decreto-legge 76/2020, nelle more della definizione, da parte dell’Autorità, dei criteri di riconoscimento tariffario e delle relative modalità di allocazione dei costi afferenti a tale particolare tipologia di investimento agli utenti del servizio di trasporto; è stato inoltre precisato che, ferma restando la possibilità di riconoscimento di tali interventi nel perimetro dell’attività di trasporto di gas naturale ai sensi del decreto-legge 76/2020, le modalità di copertura e di allocazione agli utenti dei relativi costi dovranno essere definite con apposito provvedimento dell’Autorità - nel rispetto dei principi di efficienza ed economicità e

tenuto conto della necessità di coerenza con la disciplina comunitaria in materia di tariffe di trasporto del gas naturale - una volta individuato, con specifico provvedimento normativo, il perimetro delle infrastrutture e dei servizi che comporranno la c.d. *virtual pipeline*.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- con DPCM 29 marzo 2022 sono state individuate le opere e le infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'Isola, nonché funzionali alla transizione energetica verso la decarbonizzazione delle attività produttive, conformemente a quanto previsto dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il clima (PNIEC 2019);
- ai sensi dell'articolo 2, comma 2, del DPCM 29 marzo 2022, è affidata a Terna S.p.A. la realizzazione delle seguenti infrastrutture:
  - a) estensione della rete di trasmissione elettrica nazionale mediante la realizzazione del cavo HVDC Sardegna - Sicilia, facente parte del Tyrrhenian Link, nella configurazione da 500+500 MW riferita al solo collegamento bipolare HVDC Sardegna-Sicilia;
  - b) installazione di compensatori sincroni per 750 MVar;
  - c) sviluppo della rete elettrica dell'Isola per la connessione delle iniziative di cui al comma 1;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 3, del DPCM 29 marzo 2022, le esigenze di nuova potenza programmabile sull'Isola, con prevalente funzione di adeguatezza, regolazione e riserva, definita pari a 550 MW, sono individuate nell'ambito e secondo la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (*capacity market*) e sono articolate tra zona Sud e zona Nord della Sardegna;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 4, del DPCM 29 marzo 2022, è estesa anche ai fini tariffari la rete nazionale di trasporto del gas alla Sardegna attraverso la *virtual pipeline*, quale sistema operato dal gestore della rete nazionale per il trasporto di gas naturale in Sardegna; la *virtual pipeline* comprende il seguente insieme di attività e infrastrutture:
  - a) l'adeguamento impiantistico del terminale di rigassificazione di Panigaglia, gestito da Gnl Italia S.p.A., 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 della *virtual pipeline*;
  - b) l'adeguamento delle funzionalità del terminale di rigassificazione *offshore* di Livorno, gestito da OLT Offshore LNG S.p.A., per consentire un maggior numero di accosti finalizzato al servizio di caricamento del Gnl su bettoline per la *virtual pipeline*;
  - c) una unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (*Floating Storage and Regasification Unit*, FSRU) nel porto di Portovesme con capacità netta di stoccaggio adeguata a servire il segmento Sud industriale e termoelettrico, nonché il bacino di consumo della città metropolitana di Cagliari;

- d) una FSRU nel porto di Porto Torres con capacità netta di stoccaggio adeguata a servire il segmento Nord industriale e termoelettrico, nonché il bacino di consumo della città metropolitana di Sassari;
  - e) un impianto di rigassificazione nell'area portuale di Oristano con capacità netta di stoccaggio adeguata a servire le utenze limitrofe a tale ubicazione;
  - f) 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, destinato a rifornire le FSRU a Portovesme e Porto Torres e il terminale a Oristano, a partire, in normali condizioni di esercizio, dai terminali di Panigaglia e Livorno;
  - g) le opere strumentali alla realizzazione o adeguamento delle infrastrutture di cui alle lettere precedenti, inclusi gli eventuali dragaggi necessari all'adeguamento dei terminali esistenti, alla installazione delle FSRU e alla realizzazione dell'impianto di rigassificazione di cui alla lettera e).
- il medesimo articolo 2, comma 4, precisa che *“il dimensionamento proposto per l'insieme delle infrastrutture e dei servizi di cui al presente comma è funzionale alla fornitura dei volumi di gas necessari per gli usi industriali e residenziali, nei limiti di cui al comma 5, nonché per potenziali consumi del settore termoelettrico”*;
  - ai sensi dell'articolo 2, comma 5, del DPCM 29 marzo 2022, i nuovi terminali di rigassificazione sono collegati, attraverso tratti di rete di trasporto, ai principali bacini di consumo del settore industriale e, eventualmente, alle aree che saranno interessate dalla realizzazione di centrali termoelettriche alimentate a gas, nonché, ove possibile in funzione della analisi costi/benefici svolta nell'ambito della progettazione di cui al comma 6, alle reti di distribuzione realizzate o con cantiere avviato al momento dell'entrata in vigore del DPCM 29 marzo 2022, anche ai fini della conversione a gas naturale di reti esistenti a GPL e aria propanata; tali tratti di reti interni sono costituiti da:
    - a) i tratti di rete necessari per collegare l'impianto FSRU di cui al comma 4, lettera c), alle zone industriali e ai bacini di distribuzione del Sulcis e della Città metropolitana di Cagliari, nonché alle eventuali centrali termoelettriche a gas;
    - b) i tratti di rete necessari per collegare l'impianto FSRU di cui al comma 4, lettera d), alle zone industriali e alla Città metropolitana di Sassari, nonché alle eventuali centrali termoelettriche a gas;
    - c) i tratti di rete per collegare l'impianto di rigassificazione di cui al comma 4, lettera e), alle zone industriali e alle reti di distribuzione dell'area;
  - il gestore della rete nazionale per il trasporto di gas è tenuto a:
    - a) avviare, ai sensi dell'articolo 2, comma 6, del DPCM 29 marzo 2022, la progettazione della configurazione infrastrutturale definita al comma 4; nell'ambito di tale progettazione è tenuto, tra l'altro, a valutare l'eventuale inclusione nel collegamento virtuale di un impianto di rigassificazione nell'area portuale di Cagliari nel rispetto dei criteri di efficienza, economicità e garanzia dei tempi di realizzazione;

- b) avviare, ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del DPCM 29 marzo 2022, le attività propedeutiche alla realizzazione delle infrastrutture relative alla *virtual pipeline*, con particolare riferimento a una procedura aperta per verificare la possibilità di accesso dei terzi alle infrastrutture di rigassificazione facenti parte del collegamento virtuale;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022, entro sei mesi dalla sua entrata in vigore l'Autorità è tenuta a definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal medesimo DPCM, con particolare riferimento ai servizi della *virtual pipeline*, e adotta misure adeguate a consentire, nei limiti di costi efficienti, per almeno cinque anni a decorrere dal 1 gennaio 2022, tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna realizzate o con cantiere avviato al momento dell'entrata in vigore del DPCM 29 marzo 2022, in linea con quelle di ambiti tariffari con costi assimilabili, come individuati dalla regolazione tariffaria;
- il DPCM 29 marzo 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 125 del 30 maggio 2022, entrando in vigore il giorno successivo alla data di pubblicazione.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- in data 11 novembre 2021, Terna ha pubblicato il Rapporto sull'adeguatezza, nel quale evidenzia che, per risolvere le criticità in Sardegna e consentire la dismissione degli impianti a carbone sarà necessario realizzare nuova capacità per circa 500 MW di capacità disponibile in probabilità (CDP) distribuiti opportunamente sull'Isola e realizzare il nuovo collegamento Centro Sud – Sicilia – Sardegna (*Tyrrhenian Link*);
- in data 21 febbraio 2022 si è svolta l'asta madre del mercato della capacità per l'anno di consegna 2024, sulla base della disciplina approvata con il decreto MiTE 28 ottobre 2021; dal Rendiconto degli esiti emerge, tra l'altro, che:
  - a) è stata assegnata la capacità necessaria alla gestione in sicurezza dell'Isola nell'ipotesi di *phase out* degli impianti termici presenti sull'Isola e completa entrata in esercizio del *Tyrrhenian Link*;
  - b) detta capacità è rappresentata da nuova capacità di accumuli elettrochimici, in prevalenza non autorizzata.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- risulta di primaria importanza garantire uno sviluppo coordinato delle infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone di Sardegna, coerente con gli scenari di sviluppo della domanda di gas naturale e di energia elettrica sull'Isola, in primo luogo per quanto riguarda la domanda potenziale per le attività produttive, gli utilizzi industriali e la domanda del settore termoelettrico; e che ai sensi del citato articolo 2, comma 4, del DPCM 29 marzo 2022, la valutazione della domanda attesa di gas naturale deve guidare le valutazioni in materia di dimensionamento di infrastrutture e servizi;

- la fase di drammatica crisi dei mercati energetici avviatasi sul finire del 2021 e ulteriormente acuita dalla crisi conseguente al conflitto tra Russia e Ucraina sta incidendo profondamente sulle strategie energetiche del Paese e dell'Unione Europea, influenzando in maniera significativa gli scenari futuri cui fare riferimento, anche per quanto riguarda la Regione Sardegna;
- le disposizioni di cui agli articoli 4 e 5 della RTTG disciplinano i criteri di riconoscimento tariffario degli investimenti nelle reti di trasporto del gas naturale, anche tenuto conto delle valutazioni espresse nell'ambito dei Piani di sviluppo, prevedendo in particolare che il riconoscimento del valore delle immobilizzazioni avvenga a condizione che i relativi investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- avviare un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal DPCM 29 marzo 2022, con particolare riferimento ai servizi della *virtual pipeline*;
- che tale procedimento sia sviluppato in maniera coordinata con:
  - a) il procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM volto all'introduzione di nuove modalità di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas, basate su un approccio di "spesa totale";
  - b) il procedimento avviato con la deliberazione 617/2021/R/GAS per l'adozione di provvedimenti in materia tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale, per il sesto periodo di regolazione (6PRT);
- prevedere che, anche tenuto conto di quanto previsto dall'articolo 2, comma 4 del DPCM 29 marzo 2022, le società Snam S.p.A. e Terna S.p.A. sviluppino congiuntamente un documento sugli scenari di domanda (energia elettrica e gas naturale) relativi alla Regione Sardegna, coerenti con i più recenti scenari rilevanti ai fini della predisposizione dei rispettivi Piani; tale documento deve includere almeno le stime di domanda di gas naturale relative a: (i) segmento Sud industriale e termoelettrico, e bacino di consumo della città metropolitana di Cagliari; (ii) segmento Nord industriale e termoelettrico, e bacino di consumo della città metropolitana di Sassari; (iii) utenze limitrofe all'area portuale di Oristano;
- richiedere a Snam S.p.A., in qualità di gestore della rete di trasporto del gas naturale, informazioni circa la configurazione infrastrutturale ottimale degli interventi riconducibili alla *virtual pipeline*, anche tenuto conto degli scenari di domanda di gas in Sardegna, e in particolare informazioni relative a:
  - a) dimensionamento, caratteristiche tecniche ed economiche degli interventi di (i) adeguamento impiantistico del terminale di rigassificazione di Panigaglia; (ii) adeguamento delle funzionalità del terminale di rigassificazione di Livorno; (iii) FSRU di Portovesme e Porto Torres; (iv) impianto di rigassificazione nell'area portuale di Oristano (v) opere strumentali;



- b) caratteristiche operative, contrattuali e tecniche del servizio di trasporto del Gnl a mezzo di navi spola dedicate, e relativi costi;
- c) valutazioni circa l'eventuale inclusione di un impianto di rigassificazione nell'area portuale di Cagliari;
- prevedere che il documento sugli scenari di domanda relativi alla Regione Sardegna, sviluppato congiuntamente da Snam S.p.A. e Terna S.p.A., e il documento contenente le informazioni sulla configurazione infrastrutturale ottimale degli interventi riconducibili alla *virtual pipeline*, sviluppato da Snam S.p.A., siano sottoposti ad una fase di discussione pubblica entro il 29 luglio 2022; e che, terminata la fase di discussione pubblica, le società trasmettano all'Autorità entro il 16 settembre 2022 un rapporto di sintesi dei contributi ricevuti, nonché i documenti eventualmente emendati per tener conto delle osservazioni ricevute;
- richiedere, alle società che gestiscono reti di distribuzione nella Regione Sardegna, informazioni di dettaglio in merito alle reti realizzate o con cantiere avviato al momento dell'entrata in vigore del DPCM 29 marzo 2022;
- valutare, nell'ambito dell'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il triennio 2023-2025, l'adozione delle misure tariffarie richiamate all'articolo 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022, atte a consentire, nei limiti di costi efficienti, per almeno cinque anni a decorrere dal 1 gennaio 2022, tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna realizzate o con cantiere avviato al momento dell'entrata in vigore del DPCM 29 marzo 2022 (ossia al 31 maggio 2022), in linea con quelle di ambiti tariffari con costi assimilabili;
- prevedere che tale procedimento si concluda entro il 30 novembre 2022

### **DELIBERA**

1. di avviare un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal DPCM 29 marzo 2022, con particolare riferimento ai servizi della *virtual pipeline*;
2. di tener conto, nella formazione dei provvedimenti di cui al precedente punto 1, delle esigenze precisate in premessa;
3. di prevedere che il procedimento di cui al punto 1 sia sviluppato in coordinamento con il procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/GAS per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (*ROSS-base*) per la determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, e con il procedimento avviato con la deliberazione 617/2021/R/GAS per l'adozione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT);
4. di attribuire la responsabilità del procedimento di cui al precedente punto 1 al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* (DIEU) e al Direttore

- della Direzione Mercati Energia all'ingrosso e sostenibilità Ambientale (DMEA), ciascuno per gli aspetti di propria competenza;
5. di prevedere che l'adozione delle misure tariffarie atte a consentire, per almeno cinque anni a decorrere dal 1 gennaio 2022, tariffe di distribuzione sul territorio della Sardegna, per le reti realizzate o con cantiere avviato al 31 maggio 2022, in linea con quelle di ambiti tariffari con costi assimilabili, sia valutata nell'ambito dell'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il triennio 2023-2025;
  6. di prevedere che Snam S.p.A. e Terna S.p.A. sviluppino congiuntamente un documento sugli scenari di domanda di energia elettrica e gas naturale relativi alla Regione Sardegna, coerenti con gli scenari più recenti rilevanti ai fini della predisposizione dei rispettivi Piani, esplicitando le esigenze di domanda di gas naturale per i diversi usi;
  7. di prevedere che Snam S.p.A. rediga un documento contenente le informazioni sulla configurazione infrastrutturale ottimale degli interventi riconducibili alla *virtual pipeline*, secondo quanto esplicitato in premessa;
  8. di prevedere che i documenti di cui ai precedenti punti 6 e 7 siano sottoposti ad una fase di discussione pubblica entro il 29 luglio 2022; e che, terminata la fase di discussione pubblica, le società trasmettano all'Autorità entro il 16 settembre 2022 un rapporto di sintesi dei contributi ricevuti, nonché i documenti eventualmente emendati per tener conto delle osservazioni ricevute;
  9. di prevedere che le società che gestiscono reti di distribuzione di gas nella Regione Sardegna trasmettano, entro il 29 luglio 2022, informazioni di dettaglio in merito alle reti di distribuzione del gas naturale realizzate o con cantiere avviato al 31 maggio 2022, data di entrata in vigore del DPCM 29 marzo 2022;
  10. di prevedere che il procedimento di cui al punto 1 si concluda entro il 30 novembre 2022;
  11. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

28 giugno 2022

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*