

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

616/2021/R/GAS

**CRITERI DI INCENTIVAZIONE ED EFFICIENTAMENTO
DELL'ESERCIZIO E DELLO SVILUPPO DELLE RETI DI
TRASPORTO DEL GAS NATURALE**

Mercato di incidenza: gas naturale

23 dicembre 2021

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito dei procedimenti avviati con deliberazioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS, per l'introduzione di meccanismi di incentivo al mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate tariffariamente, e 15 dicembre 2020, 539/2020/R/GAS, per l'individuazione di criteri di efficienza con riferimento agli interventi di sviluppo delle reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione, e l'identificazione delle modalità di partecipazione delle centrali dual fuel ai mercati dei servizi di dispacciamento.

*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 31 gennaio 2022**.*

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, 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.

**Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 - Milano**

*e-mail: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it*

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI ai sensi dell'art. 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. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti. I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati 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. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno 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.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Via dei Crociferi, 19, 00187, Roma, e-mail: rpd@arera.it.

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 INTRODUZIONE	6
1 Inquadramento procedurale e oggetto della consultazione	6
2 Indirizzi comunitari e nazionali in materia di politica energetico-ambientale e sviluppi infrastrutturali	7
3 Quadro normativo e regolatorio	8
4 Struttura del documento	10
PARTE II INCENTIVI AL MANTENIMENTO IN ESERCIZIO DELLE RETI AMMORTIZZATE TARIFFARIAMENTE	11
5 Contesto di riferimento	11
6 Orientamenti dell’Autorità in materia di incentivi al mantenimento in esercizio delle reti ammortizzate	14
<i>Introduzione.....</i>	<i>14</i>
<i>La valutazione dello stato di salute e le analisi costi-benefici.....</i>	<i>15</i>
<i>Meccanismi incentivanti.....</i>	<i>17</i>
<i>Altre proposte di regolazione</i>	<i>18</i>
PARTE III CRITERI DI EFFICIENZA DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO IN AREE DI NUOVA METANIZZAZIONE..	21
7 Contesto di riferimento	21
8 Orientamenti dell’Autorità in materia di efficienza degli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione	23
PARTE IV SHARING DEI POTENZIALI RICAVI DERIVANTI DALL’ESERCIZIO DI CENTRALI DUAL FUEL	25
9 Contesto di riferimento	25
10 Orientamenti dell’Autorità in merito allo <i>sharing</i> dei potenziali ricavi derivanti dall’esercizio delle centrali <i>dual fuel</i>	26

PARTE I INTRODUZIONE

1 Inquadramento procedurale e oggetto della consultazione

- 1.1 Con la deliberazione 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 114/2019/R/GAS), l’Autorità, nell’approvare i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023), ha rimandato ad un successivo provvedimento l’introduzione di specifici meccanismi che incentivino il mantenimento in esercizio, nel rispetto dei requisiti di sicurezza ed efficienza complessiva del servizio, di infrastrutture completamente ammortizzate tariffariamente (articolo 3). A tal fine, l’Autorità ha conferito mandato all’impresa maggiore di trasporto di predisporre un rapporto di monitoraggio sullo stato delle infrastrutture esistenti (di seguito: Rapporto), che indichi le eventuali criticità di esercizio in sicurezza delle infrastrutture, con particolare riferimento alle infrastrutture interamente ammortizzate ai fini tariffari o per le quali il completamento della vita utile regolatoria è previsto entro il 2023, e che individui le azioni che si rendono necessarie, analizzando i relativi costi e benefici di tali azioni, dimostrando l’efficienza delle soluzioni individuate rispetto a soluzioni alternative.
- 1.2 Con la deliberazione 15 dicembre 2020, 539/2020/R/GAS, di valutazione dei Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2019 e 2020 (di seguito: deliberazione 539/2020/R/GAS), l’Autorità ha avviato un procedimento allo scopo di individuare, in analogia a quanto attualmente previsto dalla regolazione per gli sviluppi infrastrutturali delle reti di distribuzione, specifici criteri di efficienza per il riconoscimento tariffario degli interventi di sviluppo delle reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione.
- 1.3 Inoltre, con la medesima deliberazione, in relazione alla possibilità, conseguente all’entrata in esercizio di centrali di compressione *dual fuel*, di partecipazione dell’impresa maggiore di trasporto al mercato dei servizi di dispacciamento, l’Autorità ha avviato uno specifico procedimento allo scopo di individuare meccanismi finalizzati a restituire agli utenti del servizio di trasporto una quota parte degli eventuali ricavi derivanti dalla fornitura di tali servizi, anche al fine di compensare i maggiori costi di servizio rispetto ad un impianto tradizionale.
- 1.4 Il presente documento per la consultazione espone gli orientamenti dell’Autorità in materia di: (i) meccanismi di incentivazione al mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate tariffariamente, (ii) adozione di specifici criteri di efficienza per il riconoscimento tariffario degli interventi di sviluppo delle reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione, e (iii) modalità di restituzione agli utenti del servizio degli eventuali ricavi dell’impresa di trasporto derivanti dalla partecipazione delle centrali *dual fuel* ai mercati dei servizi di dispacciamento.

2 Indirizzi comunitari e nazionali in materia di politica energetico-ambientale e sviluppi infrastrutturali

- 2.1 Gli obiettivi dell'Unione dell'energia che, come indicato nel Regolamento UE 1999/18¹, sono declinati a livello nazionale nell'ambito del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (di seguito: PNIEC), intendono *“dare attuazione a una visione di ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per una economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente”*.
- 2.2 I nuovi obiettivi europei sembrano condurre il settore energetico verso nuovi assetti nei quali il ruolo del gas negli usi finali potrebbe variare rispetto a oggi. Il gas naturale può costituire infatti il passaggio intermedio della transizione energetica da fonti fossili più inquinanti (carbone, petrolio e derivati) a fonti più pulite mentre, su orizzonti temporali di più lungo periodo, la progressiva sostituzione negli usi finali del gas naturale stesso con i c.d. gas rinnovabili potrebbe contribuire al pieno perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.
- 2.3 In data 11 dicembre 2019, la Commissione europea ha annunciato il *Green deal* europeo per trasformare l'UE nel primo continente neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050. Nel percorso verso questo obiettivo costituisce una tappa fondamentale il conseguimento di un target di riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.
- 2.4 Per conseguire gli obiettivi climatici al 2030 e realizzare la strategia a lungo termine dell'UE di *carbon neutrality* al 2050, la decarbonizzazione del sistema energetico risulta fondamentale. I principali obiettivi della Commissione europea a tal fine sono in particolare: costruire sistemi energetici interconnessi e reti meglio integrate per sostenere le fonti energetiche rinnovabili; promuovere le tecnologie innovative e una infrastruttura energetica moderna; incrementare l'efficienza energetica e promuovere la progettazione ecocompatibile dei prodotti; decarbonizzare il settore del gas e promuovere l'integrazione intelligente tra i settori.
- 2.5 Al contempo, il *Green deal* europeo prevede che allo scopo di conseguire la decarbonizzazione del sistema energetico *“dovrà essere riesaminato il quadro normativo per le infrastrutture energetiche”* e che tale quadro rivisto *“dovrà promuovere la diffusione delle tecnologie e infrastrutture innovative, quali le reti intelligenti, le reti a idrogeno o la cattura, lo stoccaggio e l'utilizzo del carbonio e lo stoccaggio di energia, consentendo inoltre un'integrazione settoriale”*.
- 2.6 Con il PNIEC sono stati stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento, tenendo conto degli indirizzi espressi dal *Green deal* europeo.

¹ Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018.

- 2.7 In particolare, il PNIEC – nella versione del dicembre 2019, attualmente in fase di revisione – attribuisce al gas naturale un ruolo chiave nella transizione energetica a sostegno del *phase out* del carbone e della flessibilità e sicurezza del sistema elettrico, in vista della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto con riferimento alle prospettive di sviluppo del sistema energetico successive al 2030.
- 2.8 Le proposte della Commissione europea per un nuovo quadro dell’Unione Europea per decarbonizzare i mercati del gas, promuovere l’idrogeno e ridurre le emissioni di metano, pubblicate in data 15 dicembre 2021, saranno alla base della revisione delle regole del settore e delle relative necessità infrastrutturali; tali regole, inoltre, terranno necessariamente conto dello sviluppo atteso e della necessità di integrazione dei gas rinnovabili quali il biometano, l’idrogeno e i gas sintetici, che trovano un sostegno anche nelle previsioni del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che attribuisce alla Missione 2 “Rivoluzione verde e Transizione ecologica” circa un terzo delle risorse complessive.

3 Quadro normativo e regolatorio

- 3.1 Nel delineare il quadro generale e le funzioni assegnate all’Autorità, la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95) 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 modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale*”.
- 3.2 L’articolo 16, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e s.m.i. (di seguito: decreto legislativo 93/11), prevede che il gestore del sistema di trasporto trasmetta annualmente all’Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico un Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto (di seguito: Piano), che contiene misure efficaci atte a garantire l’adeguatezza del sistema e la sicurezza di approvvigionamento, tenendo conto anche dell’economicità degli investimenti e della tutela dell’ambiente; l’Autorità, ricevuto il Piano, lo sottopone a consultazione secondo modalità aperte e trasparenti e rende pubblici i risultati della consultazione.
- 3.3 Ai sensi dell’articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 93/11, nell’elaborare il Piano il gestore del sistema di trasporto procede a una stima ragionevole dell’evoluzione in termini di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi, tenendo conto dei piani di investimento per le reti degli altri Paesi, nonché dei piani di investimento per lo stoccaggio e per i terminali di rigassificazione del Gnl.
- 3.4 Ai sensi dell’articolo 16, comma 6bis, del decreto legislativo 93/11, l’Autorità ha il compito di valutare se il Piano: a) contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva; b) sia coerente con

- il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP), di cui all'articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del Regolamento (CE) 715/2009.
- 3.5 L'Autorità, in forza dei poteri di natura tariffaria attribuiti e delle finalità individuate dalla legge 481/95, è tenuta a valutare l'efficienza del servizio di trasporto; in tale prospettiva, essa verifica anche che la scelta degli investimenti individuati nei Piani sia effettuata sulla base di criteri di economicità ed efficienza.
- 3.6 I procedimenti di consultazione e valutazione dell'Autorità avvengono nell'ambito dei criteri individuati con deliberazione 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS, recante Requisiti minimi per la predisposizione dei Piani e per l'Analisi Costi-Benefici (ACB) degli interventi di sviluppo della rete di trasporto (di seguito: Requisiti minimi).
- 3.7 Infine, è opportuno ricordare che l'Autorità, con il Quadro strategico 2019-2021, definito con deliberazione 18 giugno 2019, 242/2019/A, ha individuato come obiettivo strategico per l'Area Energia lo sviluppo selettivo e l'uso efficiente delle infrastrutture energetiche, sottolineando la necessità di una progressiva evoluzione dei servizi infrastrutturali che tenga conto delle nuove e diverse prospettive che si profilano per i settori gas ed elettrico: il primo chiamato a supportare la fase di transizione verso la decarbonizzazione, il secondo al centro del processo di trasformazione dei sistemi energetici e chiamato a supportare nuovi utilizzi dell'energia elettrica, il crescente ruolo della produzione diffusa e l'integrazione di questa con il consumo. Il Quadro strategico 2019-2021 individua inoltre l'approccio di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) come strumento per il riconoscimento dei costi delle infrastrutture nella transizione in atto dei sistemi energetici, in un'ottica di visione integrata nella valutazione degli sviluppi infrastrutturali energetici e di scelta degli sviluppi infrastrutturali necessari che coniughi economicità e sostenibilità ambientale, orientando gli investimenti in modo trasparente e superando lo schema "*RAB-based*" che può indurre sovrainvestimenti.
- 3.8 Anche nel documento per la consultazione 29 ottobre 2021, 465/2021/A relativo al Quadro strategico 2022-2025, l'Autorità ha evidenziato come, nella prospettiva della decarbonizzazione del settore gas naturale, sia necessario definire criteri per la valorizzazione economica per le reti gas, introducendo appositi meccanismi regolatori in grado distinguere con chiarezza fra interventi di manutenzione straordinaria, volti ad estendere la vita utile degli impianti esistenti, e nuovi investimenti anche in gas rinnovabili. L'Autorità ha inoltre confermato l'intenzione di utilizzare l'approccio ROSS come strumento per lo sviluppo selettivo e l'uso efficiente delle infrastrutture nell'ottica di transizione energetica.
- 3.9 Come primo passo verso l'approccio ROSS, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas (deliberazione 28 giugno 2021, 271/2021/R/GAS), prevedendone la conclusione entro il 31 dicembre 2022.

- 3.10 Stante il contesto strategico, normativo e regolatorio sopra delineato, lo sviluppo delle reti del gas necessita di logiche selettive coerenti con lo sviluppo del settore energetico nell'ottica di transizione verso la decarbonizzazione, ponendo speciale attenzione a limitare il rischio di porre in capo agli utenti del servizio, e in particolare alle generazioni future, costi *stranded* legati a scelte di investimento non efficienti o utili al sistema nel lungo termine.

4 Struttura del documento

- 4.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), è organizzato in ulteriori tre parti ed in particolare:
- a) la Parte II, relativa alle proposte per l'introduzione di meccanismi di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate tariffariamente;
 - b) la Parte III, relativa all'introduzione di specifici criteri di efficienza per il riconoscimento tariffario degli interventi di sviluppo delle reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione;
 - c) la Parte IV, relativa alla modalità di restituzione agli utenti del servizio degli eventuali ricavi derivanti dalla possibilità, conseguente all'entrata in esercizio di centrali di compressione *dual fuel*, di partecipazione dell'impresa maggiore di trasporto al mercato dei servizi di dispacciamento.

PARTE II

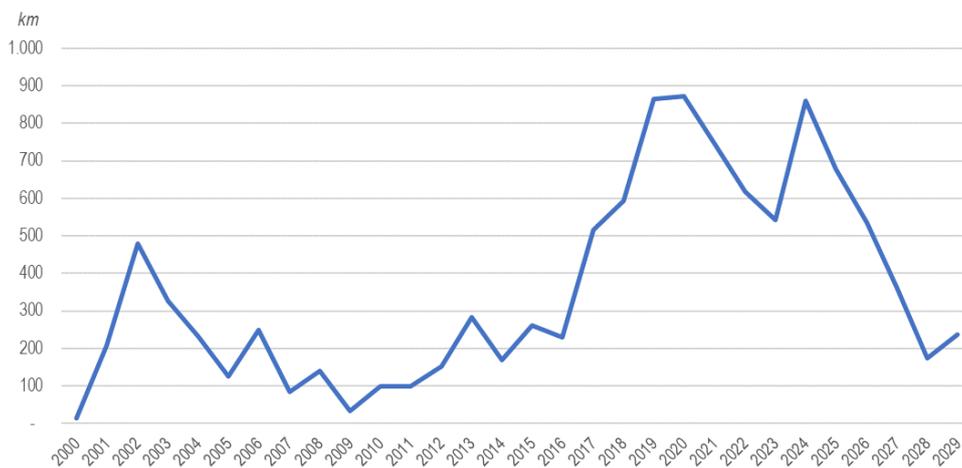
INCENTIVI AL MANTENIMENTO IN ESERCIZIO DELLE RETI AMMORTIZZATE TARIFFARIAMENTE

5 Contesto di riferimento

- 5.1 Con la deliberazione 114/2019/R/GAS, con cui l’Autorità ha approvato i criteri di regolazione per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo regolatorio (2020-2023), è stata evidenziata la necessità di un maggior coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani, nell’ottica di promuovere uno sviluppo infrastrutturale improntato su logiche di crescente selettività.
- 5.2 Con l’articolo 3 della deliberazione 114/2019/R/GAS, l’Autorità ha prospettato l’introduzione di specifici meccanismi che incentivino il mantenimento in esercizio, nel rispetto dei requisiti di sicurezza ed efficienza complessiva del servizio, di infrastrutture completamente ammortizzate tariffariamente. A tal fine, l’Autorità ha richiesto all’impresa maggiore di trasporto di trasmettere un Rapporto sulle infrastrutture completamente ammortizzate tariffariamente, che evidenzi le necessità di sostituzione o le azioni necessarie per il mantenimento in sicurezza, dimostrando l’efficienza delle soluzioni individuate.
- 5.3 I Requisiti minimi, come modificati con deliberazione 539/2020/R/GAS, prevedono che: a) in tutti i casi di sostituzioni di tratti di rete che ricadono nell’ambito delle soglie di applicabilità della ACB, l’utilità per il sistema della sostituzione sia valutata attraverso una ACB elaborata rispetto ad uno scenario controfattuale che non preveda la sostituzione e che consideri eventuali interventi di mantenimento in esercizio/ammodernamento della rete, ove ciò sia compatibile con l’esercizio in piena sicurezza delle reti medesime; b) gli interventi di sostituzione possano essere ricondotti nell’ambito degli interventi per la sicurezza, non soggetti ad ACB, esclusivamente in forza di comprovate esigenze di sicurezza derivanti dalle condizioni tecnico-operative di esercizio delle reti o delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture, secondo procedure formalizzate da parte del gestore di rete e verificabili.
- 5.4 La rete di metanodotti dell’impresa maggiore di trasporto si estende per circa 32.600 km, di cui circa 9.600 km di rete nazionale e circa 23.000 km di rete regionale; a tale rete di aggiungono circa 720 km di rete nazionale e circa 1.800 km di rete regionale gestiti da altre imprese di trasporto.
- 5.5 Dalle informazioni trasmesse dall’impresa maggiore di trasporto nell’ambito del Rapporto, si evince che per effetto delle progressive fasi di sviluppo del sistema gas italiano, a fine 2020 circa 9.300 km di metanodotti (pari a circa il 30% del totale del sistema di trasporto di Snam Rete Gas) risultano completamente ammortizzati e si assiste ad un costante e progressivo invecchiamento della rete di metanodotti in esercizio. In assenza di interventi di sostituzione, i metanodotti

completamente ammortizzati diventerebbero oltre 10.000 km nel 2023 e circa 14.650 km² nel 2030.

Figura 1: Lunghezza dei metanodotti per anno in cui terminano la vita utile tariffaria



- 5.6 La quota prevalente (pari a circa il 70%) dei chilometri di rete già completamente ammortizzati, progressivamente crescenti fino al 2030 in assenza di interventi di sostituzione, è rappresentata da metanodotti di rete regionale la cui principale finalità è quella di garantire la fornitura del mercato finale. Tali *asset*, sulla base di quanto rappresentato dall'impresa maggiore di trasporto, sarebbero funzionali alla copertura di una domanda di gas naturale compresa tra circa il 30% e il 40% della domanda totale di gas naturale al 2030 (stimata tra i 20 e i 30 miliardi di Smc dagli scenari energetici congiunti tra impresa maggiore di trasporto e gestore del sistema di trasmissione per la predisposizione dei Piani 2021, come pubblicati a gennaio 2021).
- 5.7 Il Piano 2021 di Snam Rete Gas prevede una spesa di investimento complessiva sull'orizzonte di Piano 2021-2030 pari a circa 12,5 miliardi di €, di cui: 3,14 miliardi di € per interventi relativi a nuovi sviluppi su Rete Nazionale e Rete Regionale, 2,25 miliardi di € per interventi di mantenimento della continuità del servizio³, 5,77 miliardi di € per interventi di mantenimento in sicurezza⁴ e 1,33 miliardi di € riconducibili alla categoria degli allacciamenti.

² Dati al 31/12/2020.

³ Si tratta di interventi per lo più ascrivibili a un più generale piano di ammodernamento di strutture di trasporto vetuste (che in molti casi hanno subito interventi di declassamento della pressione di esercizio del metanodotto negli ultimi anni), e sono destinati ad aumentare la resilienza del sistema, incrementando allo stesso tempo la capacità di trasporto per eventuali sviluppi futuri.

⁴ Si tratta di interventi che prevedono la parziale o totale sostituzione di metanodotti esistenti sia di rete nazionale che di rete regionale al fine di contribuire ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando tutte le utenze esistenti; in alcuni casi si tratta di opere che si rendono necessarie in quanto gli attuali tracciati interessano tratti fortemente urbanizzati e geologicamente complessi, o aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni.

- 5.8 Della spesa prevista a Piano 2021-2030 per interventi di sicurezza, gli interventi di sostituzione ammontano a circa 4,9 miliardi di €, di cui circa 4,5 miliardi di € si riferiscono a metanodotti previsti essere totalmente ammortizzati al 2030 e gli ulteriori 0,4 miliardi di € a interventi di sicurezza inclusi nel Piano che non prevedono la sostituzione di metanodotti.
- 5.9 Per quanto riguarda invece la lunghezza dei metanodotti oggetto di sostituzione, rispetto al totale di chilometri di rete completamente ammortizzato al 2030 pari a circa 14.650 km, Snam Rete Gas prevede, sulla base delle informazioni di cui al Rapporto e desumibili dal Piano, di effettuare sostituzioni per circa 3.750 km, di cui circa 3.450 km relativi a metanodotti completamente ammortizzati e circa 300 km a metanodotti non completamente ammortizzati. Pertanto, le reti completamente ammortizzate che Snam non prevede di sostituire nell'orizzonte di Piano risulterebbero pari a 10.900 km.
- 5.10 Nell'ambito del Rapporto, Snam Rete Gas evidenzia inoltre che:
- a) nei casi di completa sostituzione di metanodotti (ammortizzati sulla base delle vite utili regolatorie) sui quali siano stati realizzati, successivamente alla loro entrata in esercizio, interventi relativi ad opere accessorie o sostituzioni parziali, l'opera accessoria o il tratto di metanodotto sostituito potrebbero non essere ancora completamente ammortizzati, ingenerando all'atto della dismissione una minusvalenza non riconosciuta dai meccanismi regolatori; e che, pertanto, l'attuale modello di regolazione sembra non premiare gli sforzi messi in atto dall'impresa di trasporto per favorire il mantenimento in esercizio, fornendo al contrario un incentivo implicito a procedere con la sostituzione dei metanodotti completamente ammortizzati;
 - b) gli interventi per il mantenimento in esercizio di metanodotti che hanno terminato la propria vita utile regolatoria comportano l'insorgenza di costi aggiuntivi, determinando un incentivo implicito alla sostituzione del metanodotto anche laddove questo possa continuare ad essere esercito in sicurezza.
- 5.11 Snam Rete Gas evidenzia inoltre che nel corso dell'intero ciclo di vita degli *asset* sono regolarmente attuate operazioni ed interventi sia di natura ordinaria che straordinaria al fine di gestire al meglio l'integrità dei singoli gasdotti. In particolare, le attività e gli interventi effettuati durante l'esercizio possono avere un ruolo di prevenzione, rilevazione o mitigazione con effetti ed efficacia differenti in relazione alle diverse anomalie e modalità di guasto che possono verificarsi su una infrastruttura⁵.

⁵ In tale contesto, Snam definisce: "Prevenzione" l'insieme di azioni volte a contrastare il verificarsi di un'anomalia rilevando preventivamente la causa o proteggendo l'asset dai possibili effetti; "Rilevazione" le azioni volte a rilevare – localizzare e dimensionare – le anomalie, anche definite attività ispettive; "Mitigazione" le azioni volte a correggere anomalie identificate e considerate come non accettabili, riconducendole all'interno delle soglie di tollerabilità.

6 Orientamenti dell’Autorità in materia di incentivi al mantenimento in esercizio delle reti ammortizzate

Introduzione

- 6.1 Il quadro sopra delineato, caratterizzato dal progressivo invecchiamento della rete, si colloca in un contesto in cui il mutamento e l’evolversi della politica energetica europea pone margini di incertezza su quale possa essere il concreto utilizzo futuro delle infrastrutture per il trasporto gas, anche alla luce degli scenari di decarbonizzazione e transizione energetica al 2050. Tale prospettiva conferma la necessità, già anticipata dall’Autorità nella deliberazione 114/2019/R/GAS, di definire appositi strumenti regolatori per favorire il mantenimento in esercizio delle infrastrutture completamente ammortizzate, là dove compatibile con le esigenze di esercizio in sicurezza delle reti, alternativamente alla loro sostituzione *tout court*.
- 6.2 L’attuale quadro regolatorio del servizio di trasporto del gas naturale non prevede alcuna forma di remunerazione per gli *asset* completamente ammortizzati e ancora in esercizio.
- 6.3 Inoltre, gli attuali criteri di regolazione possono fornire agli operatori infrastrutturali segnali contrastanti in relazione alla scelta tra sostituzione⁶ e mantenimento in esercizio. Da un lato, infatti, vi è un incentivo implicito della regolazione tariffaria a procedere alla sostituzione degli *asset* al termine della vita utile. Dall’altro, ove siano stati realizzati interventi di mantenimento su un *asset* esistente, vi è per contro un incentivo implicito a mantenere tale *asset* in esercizio al fine di minimizzare minusvalenze conseguenti alla dismissione di interventi non completamente ammortizzati.
- 6.4 Tuttavia, si ritiene opportuno, in un’ottica di gestione efficiente delle risorse, favorire il più possibile il ricorso ad attività di mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate che, secondo la valutazione del gestore di rete, possono ancora essere esercite in piena sicurezza, valutando l’introduzione di specifici meccanismi di incentivazione al mantenimento che facciano riferimento alla logica dei “costi evitati”. In tale prospettiva, l’incentivo potrebbe essere calcolato applicando un tasso di *sharing* esplicito dei risparmi tra utenti e operatore. D’altro canto, occorre tener conto del fatto che le attività di mantenimento in esercizio potrebbero condurre, in generale, a meri differimenti nelle attività di sostituzione che comunque rappresenterebbero un onere per il sistema negli anni a venire, rendendo in questo caso determinante l’aspettativa di utilità dell’investimento di sostituzione nel lungo termine.

⁶ Con il termine sostituzione si intende un intervento di completo rifacimento di un metanodotto esistente, mediante la rimozione dell’esistente e il suo rimpiazzo con un nuovo gasdotto lungo la stessa direttrice. Nei casi di sostituzione di un metanodotto è anche possibile valutare, caso per caso, eventuali interventi di modifica:

- di tracciato e/o lunghezza, nel caso di necessità di varianti rispetto al percorso originario, che si potrebbero rendere necessarie, ad esempio, per l’attraversamento di aree specifiche;
- di diametro della condotta, in relazione alle valutazioni sui fabbisogni di trasporto futuri, in base alla domanda di mercato complessiva e/o in porzioni specifiche del sistema.

- 6.5 Pertanto, l’Autorità ritiene in primo luogo necessario che siano introdotti strumenti regolatori che responsabilizzino adeguatamente le imprese di trasporto nel valutare se un’infrastruttura completamente ammortizzata può continuare ad essere esercitata in condizioni di sicurezza, assumendosene la relativa responsabilità.
- 6.6 L’Autorità ritiene inoltre che, in ogni caso, l’adozione di specifiche soluzioni regolatorie debba fondarsi su analisi concrete e sistematiche, da parte degli operatori di rete, dello stato delle infrastrutture di trasporto che conducano a sentieri efficienti di individuazione degli investimenti di sostituzione, coniugando sicurezza e tutela ambientale (in termini di rischi di fuoriuscita incontrollata di gas dalla rete) ed economicità del servizio.
- 6.7 In ultimo, è opportuno rilevare come il pressoché sistematico mantenimento in esercizio dei metanodotti oltre la vita utile regolatoria faccia ovviamente emergere dubbi sull’adeguatezza delle vite regolatorie oggi in uso rispetto alla vita tecnico-economica dell’infrastruttura. Tale evidenza impone anche di valutare la possibilità di rivedere il periodo di ammortamento dell’infrastruttura, tematica particolarmente delicata tenendo conto delle prospettive di decarbonizzazione.

La valutazione dello stato di salute e le analisi costi-benefici

- 6.8 Si ritiene opportuno che la scelta tra sostituzione e mantenimento in esercizio di un metanodotto completamente ammortizzato, la cui responsabilità rimane di esclusiva competenza del gestore, avvenga secondo processi trasparenti, in esito alle analisi condotte sia con riferimento agli aspetti tecnici sullo stato di salute delle infrastrutture (cfr. punto 6.9), sia in relazione alle tematiche di natura economica (cfr. punto 6.11). Ciò in quanto:
- a) con riferimento agli aspetti di natura tecnica, il prolungamento della vita utile delle infrastrutture deve essere compatibile con le esigenze di esercizio in sicurezza delle reti e di tutela ambientale, valutando lo stato di salute dell’infrastruttura secondo procedure formalizzate da parte dei gestori di rete e verificabili;
 - b) qualora le analisi dimostrino che il prolungamento non sia percorribile e, pertanto, le analisi sullo stato di salute della rete accertino l’esigenza di sostituzione, l’impresa di trasporto è tenuta, nell’ambito dei Piani decennali di sviluppo, a fornire gli esiti delle analisi tecniche che dimostrano l’esigenza di procedere alla sostituzione dell’infrastruttura e a valutare l’utilità per il sistema di un eventuale intervento di sostituzione o potenziamento sulla base delle analisi economiche, basate su assunzioni coerenti e verificabili che tengano debitamente conto, tra l’altro, delle già richiamate incertezze sull’utilizzo futuro delle infrastrutture per il trasporto gas.
- 6.9 Con riferimento alla valutazione dello stato di salute dell’infrastruttura, di cui al precedente punto 6.8, lettera a), analisi effettuata dal gestore della rete di trasporto con autonomia di giudizio e piena trasparenza, si ritiene innanzitutto necessario che le imprese di trasporto sviluppino una metodologia di valutazione dello stato

- di salute dei metanodotti, la sottopongano a certificazione da parte di un soggetto terzo internazionale e la rendano pubblica. Tale metodologia deve:
- a) rendere trasparenti e verificabili *ex-post* le valutazioni in merito alla necessità o meno – dal punto di vista tecnico-ingegneristico – di sostituzione di determinati metanodotti, anche con riferimento all'esigenza di motivare adeguatamente e fornire le informazioni che supportino, nell'ambito del Piano, le decisioni di sostituzione di un'infrastruttura;
 - b) assicurare che i metanodotti che continuerebbero ad essere eserciti dopo il termine della loro vita utile regolatoria siano conformi ai requisiti di sicurezza e tutela ambientale previsti per la generalità dei metanodotti di trasporto del gas naturale.
- 6.10 Al riguardo, si evidenzia come, ai sensi delle disposizioni in materia di requisiti minimi dei Piani, l'impresa di trasporto deve motivare adeguatamente le esigenze di sostituzione, fornendo evidenze riscontrate sulle condizioni tecnico-operative delle reti o delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture (cfr. comma 7.1 *bis* dei Requisiti minimi). Si ritiene quindi necessario integrare tali disposizioni, prevedendo che lo stato di salute delle infrastrutture sia valutato sulla base di una metodologia resa pubblica, che preveda procedure trasparenti e verificabili *ex-post*, coerenti con il precedente punto 6.9.
- 6.11 Per quanto riguarda le valutazioni di tipo economico di cui al punto 6.7, lettera b), si ricorda che l'impresa di trasporto ha già l'onere di valutare, sulla base di analisi costi-benefici, l'utilità per il sistema anche degli interventi di sostituzione, ove ciò sia compatibile con l'esercizio in piena sicurezza delle reti medesime (cfr. articolo 9 dei Requisiti minimi). Ai sensi dei Requisiti minimi, inoltre, le sostituzioni, anche parziali, di tratti di rete possono essere annoverate nell'ambito degli interventi finalizzati a garantire l'esercizio in sicurezza della rete, e pertanto escluse dall'ACB, esclusivamente in forza di comprovate esigenze di sicurezza derivanti dalle condizioni tecnico-operative di esercizio delle reti o delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture.
- 6.12 Ai fini dell'applicazione di un'eventuale incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti, pertanto, occorre che il gestore della rete di trasporto fornisca evidenza, nell'ambito della proposta tariffaria, degli esiti delle valutazioni sullo stato di salute del metanodotti e, inoltre: (i) del dettaglio dei metanodotti completamente ammortizzati per i quali il mantenimento in esercizio risultata percorribile compatibilmente con la sicurezza e tutela ambientale; (ii) dell'estensione minima della vita utile prevista; (iii) di eventuali investimenti per rinnovo/mantenimento delle infrastrutture comunque necessari e le relative finalità.
- 6.13 Si ritiene in ogni caso che l'incentivo possa essere riconosciuto solo nei casi in cui gli interventi di manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio non prevedano la sostituzione, anche parziale, dei tratti di metanodotti per cui l'incentivo è garantito o il loro potenziamento. Tali interventi, infatti, se valutati positivamente nell'ambito dei Piani, configurerebbero delle nuove infrastrutture i cui costi sostenuti troverebbero opportuno riconoscimento

tariffario mediante i criteri di remunerazione del capitale e determinazione delle quote di ammortamento.

Meccanismi incentivanti

- 6.14 Con riferimento ai metanodotti che hanno esaurito la propria vita utile regolatoria, qualora in esito alle analisi svolte sullo stato di salute delle proprie infrastrutture il prolungamento della vita utile sia percorribile in condizioni di sicurezza, si ritiene possa essere valutata, secondo un approccio sperimentale, l'introduzione di uno specifico incentivo al mantenimento in esercizio.
- 6.15 Ai fini della quantificazione dell'incentivo, si ritiene che sia opportuno considerare uno *sharing*, tra sistema e gestore, della quota parte di risparmio per il sistema riconducibile alla mancata remunerazione dell'*equity*, riconoscendo una quota della remunerazione dell'*equity* aggiuntiva che il gestore avrebbe avuto sostituendo l'infrastruttura al termine della vita utile, senza posticipare la sostituzione.
- 6.16 Si ritiene che, in ogni caso, l'incentivo non possa essere riconosciuto per più di un numero predefinito di *x anni*, determinati sulla base delle condizioni tecniche e di sicurezza delle infrastrutture di trasporto gas.
- 6.17 Il mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate comporta minori oneri tariffari per il sistema rispetto alla sostituzione al termine della vita utile. Si può infatti stimare⁷ che per ogni euro di investimento posticipato di un anno, il risparmio atteso per il sistema in termini di minori oneri tariffari (pari al valore atteso dei risparmi attualizzati conseguibili in tre diversi scenari di completa decarbonizzazione – 2040, 2050 e 2060 –, a cui si attribuiscono differenti probabilità – rispettivamente 10%, 45% e 45% –) varia dal 3,6% all'anno, nel caso di un investimento di sostituzione realizzato 5 anni dopo il completamento della vita utile, al 2,8% all'anno nel caso di investimento realizzato 15/20 anni dopo il completamento della vita utile, con un risparmio medio per il sistema, in termini di minori oneri tariffari, pari al 3,1% per ogni anno in cui la sostituzione è posticipata. Dalle stime si evince inoltre che il risparmio per il sistema mediamente si riduce all'allungarsi del periodo di mantenimento in esercizio, anche per effetto delle ipotesi di socializzazione dei costi in caso di *phase out* dal gas, ad eccezione dei casi in cui la sostituzione del metanodotto, per le condizioni di scenario considerate, non sia più necessaria. Tali risultati sono naturalmente sensibili al variare delle assunzioni considerate; in particolare, è opportuno sottolineare che:

⁷ Ai fini della stima, sono stati confrontati i flussi di cassa attualizzati (ad un tasso di sconto assunto pari al 4%) di quattro ipotesi di sostituzione (nell'anno $t+5$, ossia posticipando la sostituzione di 5 anni; nell'anno $t+10$; nell'anno $t+15$ e nell'anno $t+20$), con l'ipotesi controfattuale di sostituzione nell'anno t , ossia alla fine della vita utile regolatoria del cespite. Sono stati inoltre considerati costi di investimento per il mantenimento in esercizio delle reti, sostenuti ogni 5 anni di prolungamento della vita utile, assunti pari al 2% del costo storico rivalutato, sulla base dei dati medi desumibili dai costi storici presentati dall'impresa maggiore di trasporto nell'ambito del Rapporto.

- a) emerge un risparmio sempre meno significativo per il sistema al crescere dei costi di investimento per il mantenimento in esercizio delle infrastrutture;
 - b) esiste una relazione diretta tra tasso di sconto e risparmi per il sistema: al crescere del tasso di sconto crescono anche i risparmi per il sistema, in quanto i futuri costi (di ammortamento e remunerazione dell'investimento) hanno meno peso.
- 6.18 Inoltre, sulla base delle medesime assunzioni, è possibile stimare, per ogni euro di investimento posticipato di un anno, il risparmio per il sistema riconducibile alla sola remunerazione dell'*equity*, che corrisponde al mancato guadagno dell'investitore per il posticipo di un investimento di sostituzione e che, pertanto, deve essere tenuto in considerazione al fine di attenuare l'incentivo implicito nel sistema tariffario a sostituire metanodotti completamente ammortizzati. Tale risparmio varia dallo 0,5% del costo di investimento di sostituzione del metanodotto all'anno, nel caso di un investimento di sostituzione realizzato 5 anni dopo il completamento della vita utile, all'1% all'anno nel caso di investimento realizzato 15/20 anni dopo il completamento della vita utile, con un mancato guadagno dell'investitore medio annuo dello 0,8% rispetto al valore dell'investimento posticipato. Di conseguenza, ipotizzando uno *sharing* simmetrico tra sistema e gestore di tale risparmio, si ritiene che possa essere riconosciuto al gestore un incentivo annuale per il mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate nell'ordine dello 0,4% dell'investimento di sostituzione posticipato/evitato (che, per semplicità e oggettività, è assunto pari al costo storico rivalutato dell'*asset* completamente ammortizzato).
- 6.19 Infine, si ritiene che il meccanismo di incentivazione sopra proposto non debba comportare un sistematico incremento dei costi operativi collegati al mantenimento in esercizio dei metanodotti che hanno completato la loro vita utile, erodendo di fatto i risparmi per il sistema derivanti dal mantenimento in esercizio. Al riguardo, l'Autorità ritiene pertanto che tali costi debbano essere oggetto di una specifica attività di monitoraggio da parte delle imprese di trasporto e che eventuali costi incrementali associati ad attività di ispezione e sorveglianza delle reti, rafforzate rispetto a quanto previsto dalle disposizioni in materia di sicurezza del servizio di trasporto (di cui alla RQTG, Allegato A della deliberazione 19 dicembre 2019, 554/2019/R/GAS), possano essere riconosciuti sulla base dei criteri di cui alla RTTG (Allegato A della deliberazione 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS) sulla base di specifiche istanze che dimostrino l'incremento dei costi a fronte di attività di ispezione e sorveglianza ulteriori rispetto a quelle previste dalla regolazione.

Altre proposte di regolazione

- 6.20 Per quanto riguarda i casi di metanodotti sui quali sono stati realizzati interventi di sostituzione di singole tratte ad esso connesse (tratte che, ai sensi di quanto sopra, sarebbero escluse dall'applicazione dell'incentivo) o opere accessorie successive all'entrata in esercizio, si ritiene che l'attuale assetto regolatorio – in

base al quale gli investimenti relativi a tali interventi sono recuperati sulla base della vita utile del cespite a cui si riferiscono, quindi 50 anni nel caso dei metanodotti – fornisca un incentivo implicito al mantenimento in esercizio del metanodotto principale, al fine di recuperare le quote rimanenti di ammortamento relative ai suddetti investimenti effettuati durante la vita utile di un'infrastruttura.

- 6.21 Al riguardo, l'Autorità ritiene comunque che, in un'ottica di transizione energetica, dovrà essere valutata l'esigenza per i gestori di rete di accedere a specifici meccanismi regolatori che consentano di ridurre ulteriormente il rischio di *stranded cost*. A tal proposito, l'Autorità intende valutare specifici interventi sulla durata delle vite utili regolatorie, anche sulla base delle seguenti valutazioni:
- a) da un lato, qualora dall'analisi delle infrastrutture in esercizio dovesse emergere la concreta possibilità di esercire i metanodotti in condizioni di sicurezza per un periodo di tempo sistematicamente superiore a 50 anni, potrebbe essere valutato l'incremento (ad esempio a 60-70 anni) della vita utile regolatoria, quantomeno per i metanodotti già in esercizio;
 - b) per contro, le prospettive di decarbonizzazione rendono difficilmente giustificabile l'estensione della vita utile anche per i metanodotti di nuova realizzazione;
 - c) per gli interventi di manutenzione straordinaria finalizzati ad estendere la vita utile dei metanodotti esistenti (diversi dalla sostituzione, anche parziale, di tratti di metanodotto), per i quali si può manifestare il rischio di *stranded cost* in relazione ai costi di capitale relativi alla manutenzione straordinaria, l'Autorità intende valutare l'introduzione di una specifica categoria di cespite cui tali interventi sarebbero contabilizzati, con vita utile regolatoria inferiore a quella del cespite metanodotti e tale da garantire il prolungamento della vita utile nei limiti della vita utile tecnico-economica possibile dell'infrastruttura (e cioè pari agli *x anni* di maggiore vita utile possibile rispetto ai 50 anni del cespite metanodotti).
- 6.22 L'eventuale introduzione di una specifica categoria di cespite con vita utile più breve per interventi di manutenzione straordinaria finalizzati ad estendere la vita utile dei metanodotti esistenti costituisce, di fatto, un rafforzamento dell'incentivo al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate, tale da garantire che le infrastrutture possano essere esercite per $50 + x$ anni in condizioni di sicurezza e tutela ambientale, senza esporre le imprese di trasporto al rischio di minusvalenze.
- 6.23 L'Autorità ritiene comunque opportuno che le proposte di regolazione di cui ai punti 6.21 e 6.22 siano sviluppate nell'ambito del procedimento di definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il sesto periodo di regolazione (6PRT).

S 1. Osservazioni in merito alla possibilità di continuare ad esercire i metanodotti oltre la vita utile regolatoria e alla possibile durata del mantenimento in esercizio dei metanodotti completamente ammortizzati in funzione della vita utile economico-tecnica.

S 2. Osservazioni sulla possibilità di introdurre un incentivo una tantum per lo sviluppo, da parte dell'impresa maggiore di trasporto, di una metodologia di valutazione dello stato di salute delle infrastrutture coerente con i principi di trasparenza, partecipazione, motivazione delle scelte, fruibilità e verificabilità dei risultati e con le good practice europee.

S 3. Osservazioni in merito agli incentivi al mantenimento in esercizio di reti ammortizzate tariffariamente e alla soglia di sharing individuata.

PARTE III

CRITERI DI EFFICIENZA DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO IN AREE DI NUOVA METANIZZAZIONE

7 Contesto di riferimento

- 7.1 In relazione agli interventi di sviluppo di rete regionale in aree non metanizzate, la valutazione dei Piani decennali 2019 e 2020 da parte dell’Autorità, effettuata con deliberazione 539/2020/R/GAS, ha evidenziato come negli ultimi anni si sia riscontrata la tendenza, da parte di alcune imprese di trasporto, a realizzare infrastrutture sovradimensionate rispetto alle effettive esigenze di capacità di trasporto nelle aree di nuova metanizzazione, con conseguenti inefficienze nella realizzazione degli investimenti, in particolar modo laddove sia mancato un adeguato coordinamento con i gestori del servizio di distribuzione gas.
- 7.2 L’Autorità, in tale sede, ha in particolare evidenziato come, in caso di interventi di nuova metanizzazione, l’adeguato coordinamento degli sviluppi delle reti di trasporto con quelli della rete di distribuzione costituisca un elemento imprescindibile che i gestori di rete del settore del gas naturale devono assicurare; in difetto, infatti, si determinerebbero sviluppi inefficienti delle infrastrutture, con potenziali duplicazioni di costi per gli utenti e i clienti finali. Inoltre, è stato avviato uno specifico procedimento per individuare, in analogia a quanto previsto per gli sviluppi infrastrutturali delle reti di distribuzione, specifici criteri di efficienza per il riconoscimento tariffario degli investimenti.
- 7.3 I Requisiti minimi per la predisposizione dei Piani e l’ACB degli interventi, come modificati con la deliberazione 539/2020/R/GAS, prevedono l’obbligo per i gestori promotori di un’iniziativa di sviluppo della rete di trasporto di assicurare il coordinamento degli sviluppi di rete con quelli delle reti di distribuzione e, in particolare:
- a) di fornire indicazioni circa la compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione con i requisiti di cui al decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, ovverosia evidenza degli esiti positivi delle analisi costi-benefici per lo sviluppo delle reti di distribuzione del gas o delle relative condizioni minime di sviluppo definite dalla Stazione Appaltante nei bandi di gara;
 - b) di fornire evidenza:
 - i. per gli interventi in fase di pianificazione, delle esigenze di sviluppo delle reti di trasporto finalizzate alla connessione delle reti di distribuzione al sistema di trasporto, come riscontrabili in atti ufficiali degli enti locali concedenti il servizio di distribuzione;
 - ii. per gli interventi in fase di realizzazione, del coordinamento delle tempistiche di realizzazione degli interventi, risultante da piani operativi sottoscritti dal gestore della rete di trasporto e dal gestore della rete di distribuzione.

- 7.4 A fronte di tale quadro normativo e regolatorio, l’Autorità ritiene pertanto opportuno rafforzare le disposizioni di carattere tariffario volte ad evitare lo sviluppo di infrastrutture di trasporto inefficienti e sovradimensionate rispetto alle effettive esigenze di capacità nelle aree di nuova metanizzazione, che sottende una pianificazione degli investimenti non coerente con le effettive prospettive di sviluppo delle infrastrutture del gas nel loro complesso.
- 7.5 Per consentire che lo sviluppo della rete di trasporto gas avvenga garantendo l’equilibrio economico-finanziario del gestore da un lato, ma al contempo non costituisca un aggravio per i consumatori finali e il sistema nel suo complesso, si ritiene che possa essere mutuato, anche nella regolazione tariffaria del trasporto gas, il concetto di “condizioni minime di sviluppo” adottato nell’ambito della distribuzione del gas ai sensi di quanto previsto dal D.M. n. 226/2011.
- 7.6 In particolare, il comma 9.3 del D.M. n. 226/2011 disciplina il contenuto delle Linee guida programmatiche d’ambito, il documento predisposto dalla Stazione appaltante che indica interventi e condizioni minime di sviluppo per le reti di distribuzione dell’ambito territoriale. Le condizioni minime di sviluppo sono condizioni che, se verificate, rendono vincolante per il concessionario la realizzazione degli interventi di sviluppo, potenziamento o ammodernamento. In relazione alle condizioni minime di sviluppo, il medesimo comma 9.3 prevede peraltro che le stesse possano essere *“differenziate, se necessario, rispetto al grado di metanizzazione raggiunto nel Comune, alla vetustà dell’impianto, all’espansione territoriale e alle caratteristiche territoriali, in particolare alla prevalenza orografica e alla densità abitativa”*.
- 7.7 In tal senso l’Autorità, con deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS, recante la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025, ha previsto che *“possano essere ammessi ai riconoscimenti tariffari i soli costi relativi a investimenti che rispettino condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli dall’Autorità”* nell’ambito delle valutazioni dei bandi di gara, come rese disponibili nell’Appendice 2 del documento per la consultazione 15 ottobre 2019, 410/2019/R/GAS (in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione), che contiene gli orientamenti dell’Autorità per la predisposizione di linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici previste dal decreto 226/11⁸.
- 7.8 In particolare, l’Appendice 2 del documento per la consultazione 410/2019/R/GAS prevede che qualora la Stazione Appaltante individui per il parametro “Densità minima p.d.r./km” un valore non superiore a 10 metri per utente (25 metri nel caso

⁸ In particolare, per ciascun ambito di concessione, l’Autorità ha previsto la seguente articolazione complessiva del processo di sviluppo della ACB: (i) Definizione delle condizioni minime di sviluppo specifiche d’ambito sulla base di una ACB semplificata d’ambito (o di più ACB di sotto-ambiti); qualora la Stazione Appaltante individui per il parametro “Densità minima p.d.r./km” un valore non superiore a 10 metri per utente (25 nel caso di comuni ricadenti in zone disagiate), essa non è tenuta a sviluppare la ACB; in caso contrario essa è tenuta a sviluppare la procedura ACB. (ii) Gli interventi che non rientrano nelle condizioni minime di sviluppo devono essere sottoposti a specifica ACB (alla scala del singolo intervento considerato come *stand-alone*): se la ACB fornisce esito positivo, l’intervento viene inserito nelle Linee guida programmatiche d’ambito; viceversa, l’intervento non viene inserito nelle Linee guida programmatiche d’ambito se la ACB fornisce esito negativo.

di comuni ricadenti in zone disagiate), essa non sia tenuta a sviluppare la ACB; in caso contrario essa è tenuta a sviluppare la procedura ACB.

8 Orientamenti dell’Autorità in materia di efficienza degli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione

- 8.1 L’Autorità intende introdurre dei meccanismi tariffari finalizzati a mitigare gli effetti negativi sul sistema dei casi di sovrainvestimento, promuovendo parallelamente, nell’ambito dei processi di pianificazione infrastrutturale del settore del gas, un adeguato coordinamento tra gli sviluppi del trasporto e quelli della distribuzione, in modo da calibrare gli investimenti alle reali esigenze di capacità di trasporto e al loro effettivo utilizzo in una prospettiva di medio-lungo termine, programmando conseguentemente lo sviluppo infrastrutturale più idoneo a soddisfare la domanda di capacità nelle aree interessate.
- 8.2 A tale scopo, l’Autorità intende introdurre specifici criteri di efficienza per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, attraverso la definizione di un sistema di indicatori composto da:
- a) un primo indice che definisca le condizioni minime di sviluppo per il quale un intervento è ammesso al riconoscimento tariffario, espresso come capacità disponibile per il conferimento per chilometro di rete realizzata; tale indice permetterebbe di identificare gli investimenti in metanodotti sovradimensionati (in quanto eccessivamente lunghi e quindi costosi) rispetto alla domanda potenziale;
 - b) un secondo indice che, nei casi in cui l’investimento sia al di sotto della condizione minima di sviluppo di cui alla precedente lettera a) - e quindi la capacità disponibile per il conferimento per chilometro di rete sia inferiore alla soglia identificata -, individui una soglia di costo di investimento, espresso come costo unitario dell’investimento rispetto alla capacità disponibile per il conferimento, oltre il quale l’investimento è ritenuto inefficiente e, di conseguenza, non sia ammesso tariffariamente.
- 8.3 Si ritiene opportuno che tali indicatori siano ricompresi nell’ambito dei Requisiti minimi e, di conseguenza, presentati dalle imprese di trasporto nell’ambito dei Piani, unitamente alla documentazione e alle analisi previste della regolazione vigente, a dimostrazione dell’efficienza dell’intervento proposto; a livello tariffario, l’Autorità intende inoltre prevedere che non siano ammessi al riconoscimento tariffario i costi eccedenti la soglia di cui al precedente punto 8.2, lettera b).
- 8.4 Al fine di individuare le soglie sopra menzionate, l’Autorità intende prendere come riferimento gli investimenti di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione realizzati negli ultimi 10 anni e definire tali soglie come media delle situazioni meno efficienti; a tal fine, si ritiene opportuno avviare una specifica raccolta di dati e informazioni, indirizzata alle imprese di trasporto del gas naturale, che fornisca, tra l’altro, i seguenti dati per ciascuno degli interventi realizzati in aree di nuova metanizzazione:

- a) anno di realizzazione;
 - b) km di rete;
 - c) numero di PdR, distinti tra clienti finali direttamente allacciati e distribuzioni;
 - d) capacità disponibile per il conferimento nei PdR, distinta tra clienti finali direttamente allacciati e distribuzioni;
 - e) costo di investimento, distinto tra costo afferente al cespite metanodotti ed altri costi.
- 8.5 Considerate le tempistiche necessarie per la raccolta dati e la relativa analisi, si ritiene che le suddette soglie potranno essere oggetto di consultazione nell'ambito del procedimento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT, decorrente dal 2024.

S 4. Osservazioni in merito agli indicatori per l'individuazione di condizioni minime di sviluppo degli investimenti in aree di nuova metanizzazione.

PARTE IV

SHARING DEI POTENZIALI RICAVI DERIVANTI DALL'ESERCIZIO DI CENTRALI DUAL FUEL

9 Contesto di riferimento

- 9.1 Tenendo conto del contesto in rapida e continua evoluzione per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica, con la deliberazione 393/2015/R/EEL è stato avviato il procedimento, attualmente in corso, per la formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, fino a pervenire al nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE), in coerenza con la normativa europea.
- 9.2 Nelle more della definizione del nuovo TIDE, l'Autorità, con la deliberazione 300/2017/R/EEL, ha dato inizio a una fase sperimentale con la finalità di consentire la partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alle unità precedentemente escluse e di introdurre nuovi servizi ancillari che potrebbero rivelarsi utili in futuro. La sperimentazione si svolge tramite progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento, fermo restando il principio della neutralità tecnologica: i progetti pilota, pertanto, non sono differenziati sulla base delle fonti, delle tecnologie, né delle tipologie delle unità di produzione o di consumo, e sono aperti a tutte le unità che rispettano i requisiti tecnici necessari per l'erogazione dei servizi (in questo senso assumono la valenza di regolazione pilota).
- 9.3 In questo modo, anche le unità di consumo, le unità di produzione alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili e le unità di generazione distribuita, inclusi i sistemi di accumulo, possono rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse per i servizi ancillari, anche in forma aggregata, nei limiti e con le modalità oggetto di sperimentazione.
- 9.4 Per quanto di interesse per le unità di consumo, il progetto pilota in corso è il progetto UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste di unità di consumo e di produzione). In esso, le unità di produzione e di consumo possono essere aggregate in UVAM, aventi capacità di modulazione minima a salire o a scendere almeno pari a 1 MW. I servizi resi dalle UVAM sono remunerati, in alternativa:
- a) tramite la normale remunerazione derivante da MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal *Balancing Service Provider (pay as bid)* applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
 - b) tramite la fornitura a termine delle risorse, limitatamente alla fase di sperimentazione (si rimanda, al riguardo, alla deliberazione 70/2021/R/EEL).

- 9.5 Pertanto, per effetto della fase sperimentale avviata con la deliberazione 300/2017/R/EEL, anche i clienti finali, eventualmente per il tramite di un soggetto terzo, possono fornire servizi ancillari e trarre una remunerazione per i servizi resi.
- 9.6 Sin dal Piano 2020, Snam Rete Gas ha previsto, tra gli interventi principali, l'installazione in 3 centrali di spinta di 5 elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori esistenti (Malborghetto, Poggio Renatico, Messina), allo scopo di ridurre i consumi e le emissioni inquinanti per la compressione del gas e facilitare il *sector coupling*, fornendo flessibilità per il bilanciamento della rete elettrica.
- 9.7 L'Autorità, con deliberazione 539/2020/R/GAS, ha valutato positivamente i progetti di sviluppo delle centrali di compressione *dual fuel* in ragione della maggiore efficienza dei costi di compressione e minore impatto ambientale rispetto a tecnologie tradizionali. Al contempo, con la medesima deliberazione l'Autorità ha avviato uno specifico procedimento allo scopo di individuare meccanismi finalizzati a restituire agli utenti del servizio di trasporto una quota parte degli eventuali ricavi derivanti dalla fornitura di servizi di flessibilità nell'ambito del mercato del dispacciamento.

10 Orientamenti dell'Autorità in merito allo *sharing* dei potenziali ricavi derivanti dall'esercizio delle centrali *dual fuel*

- 10.1 In coerenza con le previsioni vigenti per il servizio di trasmissione elettrica in materia di meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori a quelle oggetto di riconoscimento tariffario (cfr. deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL), l'Autorità ritiene opportuno prevedere un meccanismo di *sharing* dei ricavi derivanti dalla fornitura, da parte dell'impresa maggiore di trasporto, di servizi di flessibilità nell'ambito del mercato del dispacciamento.
- 10.2 In particolare, si ritiene che possa essere introdotto un meccanismo di simmetrica ripartizione, tra imprese di trasporto e utenti del servizio, dei ricavi netti derivanti dalla partecipazione dell'impresa maggiore di trasporto al mercato dei servizi elettrici, e che tale meccanismo, al fine di trasferire agli utenti una quota dei benefici collegati alle "economie di scopo" conseguite dal sistema per effetto dell'utilizzo congiunto di infrastrutture funzionali all'offerta di servizi in settori differenti, possa essere applicato con cadenza annuale, in sede di attestazione dei ricavi da parte delle imprese di trasporto, attraverso il versamento sul "Conto oneri trasporto", quindi riducendo le necessità di finanziamento di tale conto.
- 10.3 Inoltre, considerato che, ai sensi della Tabella 1 del decreto interministeriale 1° luglio 2020 recante l'ampliamento del catalogo dei progetti ammissibili al meccanismo dei certificati bianchi, gli interventi di "Ottimizzazione energetica processo compressione del gas naturale" rientrano tra le tipologie di progetti di efficienza energetica che possono essere ammessi. L'Autorità ritiene pertanto che l'eventuale gettito derivante dalla partecipazione al meccanismo debba essere

oggetto di simmetrica ripartizione con il sistema; in alternativa, l’Autorità intende valutare la possibilità per l’impresa di trasporto di trattenere l’intero gettito da certificati bianchi, a fronte del versamento dell’80% dei ricavi derivanti dalla partecipazione dell’impresa di trasporto al mercato dei servizi elettrici.

S 5. Osservazioni in merito al meccanismo di sharing dei ricavi derivanti dall’offerta di servizi di flessibilità al settore elettrico da parte dell’impresa maggiore di trasporto e al trattamento del gettito derivante dai certificati bianchi.