

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

336/2022/R/GAS

**CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI
TRASPORTO E MISURA DEL GAS NATURALE PER IL SESTO PERIODO DI
REGOLAZIONE (6PRT)**

*Orientamenti sui criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello
sviluppo della rete di trasporto del gas naturale*

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e
Ambiente 23 dicembre 2021, 617/2021/R/GAS

Mercati di incidenza: gas naturale

19 luglio 2022

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 dicembre 2021, 617/2021/R/GAS, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT), ed espone gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio della rete di trasporto, tenendo conto degli esiti della consultazione 23 dicembre 2021, 616/2021/R/GAS.

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

*email: 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 n. 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, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122 Milano, 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 ASPETTI INTRODUTTIVI.....	6
1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione	6
2. Struttura del documento	7
PARTE II CRITERI DI INCENTIVAZIONE ED EFFICIENZA	8
3. Sviluppo delle reti in aree di nuova metanizzazione	8
<i>Premessa.....</i>	8
<i>Esiti del documento per la consultazione 616/2021/R/GAS</i>	9
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	9
4. Mantenimento in esercizio delle reti di trasporto ammortizzate	12
<i>Esiti del documento per la consultazione 616/2021/R/GAS</i>	13
<i>Metodologia per la valutazione dello stato di salute della rete di trasporto</i>	14
<i>Orientamenti dell’Autorità sul meccanismo di incentivazione.....</i>	15
<i>Orientamenti dell’Autorità sul cespite per gli investimenti finalizzati al</i> <i>mantenimento in esercizio</i>	18
<i>Orientamenti dell’Autorità sulla revisione delle vite utili regolatorie.....</i>	19
<i>Orientamenti dell’Autorità sulla decorrenza del meccanismo di incentivazione... ..</i>	19
5. Trattamento ricavi derivanti dall’esercizio di centrali dual fuel	20
<i>Esiti del documento per la consultazione 616/2021/R/GAS</i>	20
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	22

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione

- 1.1 Con la deliberazione 23 dicembre 2021, 617/2021/R/GAS (di seguito: deliberazione 617/2021/R/GAS), l’Autorità ha avviato un procedimento 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), decorrente dal 1° gennaio 2024.
- 1.2 Con il documento per la consultazione 23 dicembre 2021, 616/2021/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 616/2021/R/GAS), l’Autorità ha illustrato i primi orientamenti in materia di criteri di incentivazione ed efficientamento dell’esercizio e dello sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale, prospettandone la definizione nell’ambito dei criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT, decorrente dal 2024.
- 1.3 Anche tenendo conto di quanto emerso in esito al documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, con la deliberazione 3 maggio 2022, 195/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 195/2022/R/GAS), l’Autorità ha:
- a) dato mandato a Snam Rete Gas S.p.A. di definire una metodologia per la valutazione dello stato di salute dell’infrastruttura di trasporto, a supporto delle decisioni di sostituzione di infrastrutture di trasporto obsolete o completamente ammortizzate, basata su procedure trasparenti e verificabili *ex-post*:
 - i. finalizzata a fornire elementi che giustificano, nei Piani di sviluppo decennali (di seguito: Piani), le esigenze di sostituzione di reti obsolete;
 - ii. propedeutica alla definizione di un meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti ammortizzate;
 - b) fatto confluire nel procedimento avviato con la deliberazione 617/2021/R/GAS:
 - i. la definizione del meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate, incluso il perimetro di applicazione dell’incentivo;
 - ii. l’introduzione di uno specifico cespite, con vita utile regolatoria inferiore a quella del cespite metanodotti, per gli investimenti in manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio;
 - iii. le valutazioni per un’eventuale revisione delle vite utili regolatorie.
- 1.4 Il presente documento per la consultazione si inserisce pertanto nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 617/2021/R/GAS, e fa seguito al documento per la consultazione 17 maggio 2022, 213/2022/R/GAS, con il quale l’Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti, anche nell’ottica della transizione verso l’approccio ROSS,

e di determinazione dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto del gas naturale, per il 6PRT.

- 1.5 Nel presente documento per la consultazione l’Autorità illustra i propri orientamenti in materia di criteri di incentivazione ed efficientamento dell’esercizio e dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e, specificamente, in materia di: i) criteri di efficienza in caso di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, ii) incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate e iii) criteri di restituzione al sistema dei potenziali ricavi derivanti dall’esercizio di centrali di compressione *dual fuel*.

2. Struttura del documento

- 2.1 Il presente documento, oltre alla presente parte introduttiva, comprende una Parte contenente gli orientamenti dell’Autorità sui criteri di incentivazione ed efficientamento dell’esercizio della rete di trasporto, strutturata come segue:
- a) nel Capitolo 3 si pongono in consultazione gli indicatori di efficienza per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione;
 - b) nel Capitolo 4 si illustrano gli orientamenti in merito ai criteri di incentivazione al mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate tariffariamente;
 - c) nel Capitolo 5, infine, si discute il trattamento del gettito derivante dalla partecipazione delle centrali di compressione *dual fuel*, come utenza passiva, al mercato dei servizi di dispacciamento.

PARTE II

CRITERI DI INCENTIVAZIONE ED EFFICIENZA

3. Sviluppo delle reti in aree di nuova metanizzazione

Premessa

- 3.1 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.
- 3.2 Il quadro regolatorio relativo al servizio di trasporto del gas naturale (in particolare l’articolo 4 della RTTG, Allegato A alla deliberazione 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS) prevede che gli investimenti per lo sviluppo di nuove infrastrutture siano ammessi al riconoscimento tariffario a condizione che siano compatibili con l’efficienza e la sicurezza del sistema, realizzati secondo criteri di economicità, e siano inclusi nei Piani.
- 3.3 È altresì importante tenere presente che l’evolversi del contesto energetico, nonché della politica energetica nazionale ed europea, richiede di valutare le prospettive di ulteriore sviluppo delle infrastrutture del gas naturale alla luce degli scenari di decarbonizzazione e transizione energetica al 2050, oggi in rapida evoluzione in conseguenza della grave crisi conseguente al conflitto russo-ucraino. Il settore energetico è oggi chiaramente orientato verso nuovi assetti dove, in particolare per gli usi finali, il ruolo del gas naturale è previsto ridursi nel tempo, rappresentando ove possibile, un passaggio intermedio nella transizione energetica da fonti fossili più inquinanti (carbone, petrolio e derivati) a fonti più pulite. Tale prospettiva conferma la necessità, già anticipata dall’Autorità nel documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, nonché nel Quadro Strategico dell’Autorità 2022-2025¹ (OS. 6), di definire strumenti che possano, integrando il tradizionale strumento di analisi costi/benefici, meglio orientare le scelte di investimento infrastrutturale in modo coerente con il percorso di transizione ecologica del Paese.
- 3.4 In tale prospettiva, pertanto, la metanizzazione di nuove aree deve essere circoscritta ai casi in cui non sia possibile realizzare alternative maggiormente efficienti e sostenibili da un punto di vista ambientale, e attentamente valutata sul piano dell’efficienza dei costi. In termini generali, infatti, la realizzazione di infrastrutture con limitate prospettive di utilizzo e/o sovradimensionate rispetto alle reali necessità genera un improprio incremento delle tariffe e dei connessi oneri posti a carico dei consumatori finali, chiamati a sostenerne il costo.
- 3.5 L’importanza dell’efficienza degli sviluppi infrastrutturali è stata riconosciuta anche dal giudice amministrativo che, intervenuto nel contenzioso tra l’Autorità e alcune imprese di distribuzione del gas in materia di tetti ai riconoscimenti

¹ Cfr. deliberazione 13 gennaio 2022, 2/2022/A.

tariffari per gli investimenti effettuati, specie con riferimento alle aree di nuova metanizzazione², ha evidenziato, tra l'altro, che “[l]a metanizzazione non è quindi un obiettivo sempre perseguibile ma va ricordato ad una valutazione in concreto dei costi da affrontare per ottenerla”.

- 3.6 Stante quanto sopra delineato, nel documento per la consultazione 616/2021/R/GAS l'Autorità ha proposto di introdurre specifici indicatori di efficienza per gli interventi in aree di nuova metanizzazione, al fine di rafforzare le disposizioni di carattere tariffario volte ad evitare lo sviluppo di infrastrutture di trasporto inefficienti o che rischiano di essere sovradimensionate e/o sottoutilizzate in una prospettiva di medio-lungo periodo.

Esiti del documento per la consultazione 616/2021/R/GAS

- 3.7 In esito al documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, sono emersi in particolare dubbi relativamente a una possibile sovrapposizione tra il sistema di indicatori proposto e la regolazione attualmente vigente in materia di Analisi Costi-Benefici (ACB). Al riguardo, occorre rilevare che da un lato le ACB consentono di intercettare l'utilità per il sistema di un intervento, e cioè se i benefici attesi superino i costi di investimento ed esercizio, dall'altro gli indicatori consentirebbero invece di valutarne l'efficienza relativa degli interventi, e cioè se i costi di sviluppo sono in linea con i costi storici di settore.

Orientamenti dell'Autorità

- 3.8 In generale, per evitare uno sviluppo inefficiente degli investimenti in aree di nuova metanizzazione, con oneri impropri in capo al sistema, l'Autorità è orientata a confermare l'introduzione di strumenti che, in analogia con la regolazione del servizio di distribuzione del gas (cfr. in particolare la deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS), consentano di ammettere al riconoscimento tariffario i soli costi relativi a investimenti effettuati in condizioni di economicità ed efficienza che rispettino condizioni minime di sviluppo definite dall'Autorità.
- 3.9 A tal proposito, l'Autorità è orientata a confermare l'introduzione dei seguenti due indicatori:
- a) un primo indice che definisca le condizioni minime di sviluppo per il quale un intervento è ammesso al riconoscimento tariffario, espresso come capacità di trasporto realizzata/disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna per metro di rete realizzata (Smc/g per metro);
 - b) un secondo indice che, nei casi in cui l'intervento sia al di sotto delle condizioni minime di sviluppo di cui alla precedente lettera a), individui una soglia di costo unitario, espressa come costo dell'investimento per unità di capacità di trasporto realizzata/disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna (euro per Smc/g), oltre la quale l'intervento si esporrebbe ad una riconoscibilità tariffaria limitata.

² Cfr. Consiglio di Stato, Sez. VI, sentenze 778/2020, 779/2020, 780/2020.

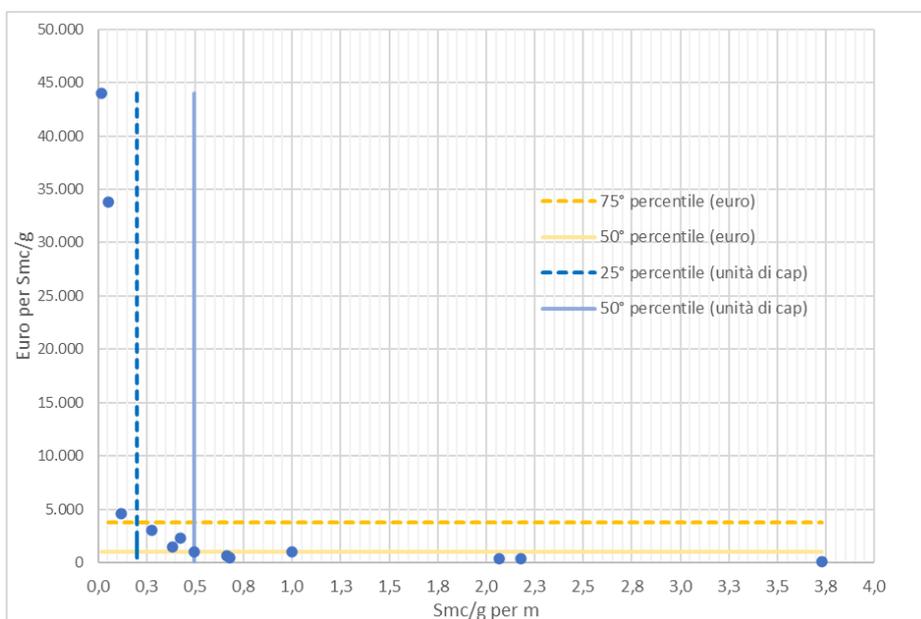
- 3.10 Inoltre, l’Autorità è orientata a prevedere – come ulteriore misura di promozione del coordinamento tra gli sviluppi della rete di trasporto e gli sviluppi della rete di distribuzione, che consenta di calibrare gli investimenti alle reali esigenze di capacità di trasporto e al loro effettivo utilizzo in una prospettiva di medio-lungo termine – che la capacità di trasporto realizzata/disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna, utilizzata ai fini del calcolo degli indicatori di cui al precedente punto 3.9, sia coerente con le prospettive di sviluppo della rete di distribuzione, nonché con gli effettivi sviluppi della rete e allacciamenti delle utenze. In particolare, si ritiene che:
- a) *ex ante* debbano essere rispettati gli indicatori indicati al paragrafo 3.4, e debba essere fornito un dettaglio degli allacciamenti previsti sulla rete di distribuzione rispetto ai quali è stata formulata la previsione di domanda della capacità di trasporto;
 - b) *ex post*, si ritiene che debba essere verificato se effettivamente il livello di domanda sulla base del quale sono state formulate le previsioni di sviluppo e sono stati calcolati gli indicatori si sia poi concretizzato; a questo scopo, si ritiene in particolare opportuno verificare dopo 6 anni dall’anno di prima fornitura della rete di distribuzione (con tempistiche analoghe a quelle prospettate nel documento per la consultazione 30 novembre 2021, 539/2021/R/gas, in materia di applicazione dei tetti alla spesa per investimenti nelle località in avviamento), se la percentuale di allacciamenti alla rete di distribuzione effettiva risulti pari almeno all’80% del numero di punti di prelievo sulla base dei quali è stata formulata la previsione di domanda; nei casi in cui non sia raggiunta la percentuale dell’80%, anche il riconoscimento dei costi di sviluppo della rete di trasporto che alimenta la rete di distribuzione sottesa è effettuato proporzionalmente alla percentuale di allacciamenti effettivi rispetto a quelli previsti.
- 3.11 Al fine di individuare le soglie degli indicatori sopra menzionati è stata avviata, anche tenendo conto delle osservazioni pervenute al documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, una specifica richiesta di dati e informazioni indirizzata alle imprese di trasporto sugli sviluppi della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione negli ultimi 10 anni. Dalle analisi effettuate sui dati pervenuti³ si ritiene che possano essere individuate le seguenti condizioni limite per lo sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione:
- a) una capacità minima di trasporto nei punti di riconsegna non inferiore a un valore soglia compreso tra 0,2 Smc/g e 0,5 Smc/g per metro di rete realizzata; tale soglia, con riferimento ai dati pervenuti sulle nuove metanizzazioni degli ultimi 10 anni, consentirebbe di escludere le osservazioni al di sotto del 25°/50° percentile;
 - b) un costo massimo ammesso al riconoscimento tariffario per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna non superiore a un valore soglia compreso tra 1.056 euro per Smc/g e 3.783 euro per Smc/g; tale soglia, con riferimento

³ Le imprese di trasporto che hanno dichiarato di aver effettuato interventi di nuova metanizzazione sono 4, per un totale di 19 interventi. Di questi, 6 non sono risultati utilizzabili ai fini dell’analisi per la mancanza di dati necessari al calcolo degli indicatori.

ai dati pervenuti sulle nuove metanizzazioni degli ultimi 10 anni, consentirebbe di escludere le osservazioni al di sopra del 50°/75° percentile (si veda la Figura 1).

- 3.12 Come si osserva dalla Figura 1, i valori al di fuori delle soglie individuate, e particolarmente quelli a sinistra del 25° percentile della capacità di trasporto per metro, indicato con la linea tratteggiata verticale, e al di sopra del 75° percentile del costo unitario di capacità, indicato con la linea tratteggiata orizzontale, sono molto distanti dai valori medi riscontrati, pari a 0,9 Smc/g per metro di rete realizzata e 7.170 euro per Smc/g.

Figura 1 - Unità di capacità per metro (Smc/g per metro) e costo per unità di capacità (euro per Smc/g) degli interventi in aree di nuova metanizzazioni (anni 2012-2021).



Fonte: elaborazioni dell'Autorità su dati dichiarati da tre imprese di trasporto relativi a 13 interventi di nuova metanizzazione (considerati come aggregato dei relativi 47 sotto-interventi). I dati relativi al costo sono calcolati utilizzando il costo storico dell'investimento in termini nominali.

- 3.13 Come già rappresentato nel documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, l'Autorità ritiene opportuno che tali indicatori siano ricompresi nell'ambito dei Requisiti minimi informativi per i Piani (di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS), e che dunque le imprese di trasporto siano tenute a dimostrare, nei Piani, il rispetto delle soglie sopra individuate, oltre che l'utilità dell'intervento per il sistema, intercettata attraverso le ACB.
- 3.14 A livello tariffario, si ritiene opportuno, per il 6PRT, introdurre un tetto specifico alla riconoscibilità degli investimenti di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, complementare al meccanismo di riproporzionamento di cui al precedente punto 3.10, prevedendo che, per gli interventi che non soddisfano la condizione minima di sviluppo di capacità di riconsegna (di cui al precedente punto 3.11, lettera a)), l'investimento sia ammesso al riconoscimento tariffario nei limiti del valore di cui al precedente punto 3.11, lettera b).

S 1.Osservazioni in merito ai criteri di efficienza per lo sviluppo della rete in aree di nuova metanizzazione.

4. Mantenimento in esercizio delle reti di trasporto ammortizzate

- 4.1 Nel documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, l’Autorità ha prospettato, con riferimento ai metanodotti che hanno esaurito la propria vita utile regolatoria, l’opportunità di introdurre meccanismi di incentivazione al mantenimento in esercizio delle infrastrutture, se compatibile con l’esercizio in sicurezza delle stesse.
- 4.2 Al riguardo, nel suddetto documento è stato evidenziato che il mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate (oltre 50 anni nel caso di metanodotti) ma ancora in grado di erogare il servizio in maniera efficiente e sicura, comporta minori oneri tariffari per il sistema rispetto ad un ipotetico investimento per la sostituzione dell’infrastruttura al termine della vita utile, che il gestore sarebbe incentivato a effettuare in quanto il sistema tariffario non riconosce nessuna remunerazione ad un’infrastruttura ammortizzata.
- 4.3 In particolare, le stime presentate nel documento per la consultazione 616/2021/R/GAS evidenziano 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. Ciò porta ad 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. Il risparmio medio annuale, come si evince dai numeri, tende a ridursi al prolungarsi del periodo di mantenimento in esercizio e sostituzione prima della “completa decarbonizzazione”, con *sunk cost* a carico del sistema; ciò in quanto al crescere degli anni di mantenimento in esercizio, pur aumentando il valore attuale netto del risparmio stimato, diminuisce il risparmio marginale indotto da un anno di mantenimento in esercizio, con una conseguente riduzione del risparmio medio annuale.
- 4.4 Gli esiti delle simulazioni su tali minori oneri tariffari per il sistema associati al mantenimento in esercizio rispetto alla sostituzione dell’infrastruttura dimostrano quindi che, in tutti gli scenari analizzati, posporre un investimento di sostituzione comporta un minor onere tariffario – rispetto ad un ipotetico intervento di sostituzione sostenuto al termine della vita utile regolatoria dell’infrastruttura – anche laddove la sostituzione avvenga dopo un lasso di tempo breve (cfr. in particolare punto 6.17 del documento per la consultazione 616/2021/R/GAS).
- 4.5 L’Autorità ha quindi prospettato l’introduzione di specifici meccanismi di incentivazione al mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente

ammortizzate tariffariamente che, secondo la valutazione del gestore di rete, possono ancora essere esercite in piena sicurezza, in un'ottica di gestione efficiente delle risorse; in particolare l'Autorità ha sottoposto a consultazione le prime valutazioni in relazione alle seguenti misure:

- a) la predisposizione da parte dell'impresa maggiore di trasporto di una metodologia di analisi sullo stato di salute delle infrastrutture, pubblica e certificata da parte di un soggetto terzo internazionale;
- b) l'opportunità di valutare l'adeguatezza delle vite regolatorie rispetto alla vita tecnico-economica delle infrastrutture, anche tenendo conto delle prospettive di decarbonizzazione;
- c) l'introduzione di un meccanismo di incentivazione dedicato, basato sul concetto di risparmio per il sistema derivante dal posticipo di un intervento di sostituzione, che lasci all'impresa una quota parte della mancata remunerazione del capitale proprio (*equity*) che il gestore avrebbe avuto realizzando un investimento di sostituzione della rete di trasporto completamente ammortizzata;
- d) l'introduzione di uno specifico cespite per gli interventi di manutenzione straordinaria finalizzati ad estendere la vita utile di un'infrastruttura, con vita utile più breve rispetto al cespite metanodotti.

Esiti del documento per la consultazione 616/2021/R/GAS

4.6 Le osservazioni pervenute in risposta al documento per la consultazione 616/2021/R/GAS evidenziano una generale condivisione in merito all'esigenza di disporre di una metodologia *asset health* certificata, che supporti le scelte di sostituire o mantenere in esercizio un'infrastruttura, e all'introduzione di stimoli al mantenimento in esercizio di infrastrutture già ammortizzate, ferme restando la responsabilità del gestore in relazione alla sicurezza della rete e l'efficienza e utilità del mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate rispetto alla sostituzione.

4.7 Tuttavia, in relazione alla quantificazione e al perimetro di applicazione dell'incentivo, dagli esiti del documento per la consultazione 616/2021/R/GAS sono emersi due punti di vista contrapposti:

- a) da un lato, gli utenti del servizio di trasporto reputano necessario:
 - i. assicurare che il meccanismo di incentivazione comporti una concreta riduzione degli oneri tariffari per gli utenti, sia limitato nel tempo e segua un approccio sperimentale;
 - ii. chiarire le modalità di identificazione del perimetro dei metanodotti completamente ammortizzati da ammettere al meccanismo di incentivazione, specificando come sarebbero trattate le successive capitalizzazioni sulla medesima infrastruttura ai fini dell'identificazione degli *asset* completamente ammortizzati;
- b) dall'altro, le imprese di trasporto reputano la quantificazione dell'incentivo prospettata nel documento per la consultazione 616/2021/R/GAS inadeguata rispetto ai risparmi di costo per il sistema derivanti dalla mancata sostituzione

e al maggior rischio che il mantenimento in esercizio comporta per il gestore; in particolare:

- i. un soggetto ritiene che non debbano essere escluse dall'incentivo le reti che hanno subito interventi di manutenzione straordinaria;
- ii. l'impresa maggiore di trasporto ha evidenziato criticità sulle modalità di calcolo dell'incentivo – in particolare in relazione a: i) l'utilizzo del costo storico rivalutato in luogo del costo di ricostruzione a nuovo; ii) le percentuali di *sharing* connesse all'utilizzo del costo storico rivalutato; iii) la considerazione dei soli risparmi collegati alla remunerazione del capitale proprio (*equity*) anziché di tutti i risparmi di sistema; iv) la mancata considerazione della distribuzione temporale dei risparmi di sistema; l'impresa maggiore di trasporto ha infine espresso la preferenza per il riconoscimento di un incentivo annuale determinato in via forfettaria pari alla quota di ammortamento riconosciuto all'*asset* nell'ultimo anno di vita utile regolatoria, ritenendo tale meccanismo maggiormente oggettivo, semplice e slegato da considerazioni sulla ipotetica durata dell'estensione della vita dell'infrastruttura.

4.8 Inoltre, dalle osservazioni pervenute in risposta al documento per la consultazione 616/2021/R/GAS è emersa:

- a) l'opportunità di procedere ad approfondimenti sull'adeguatezza delle vite regolatorie oggi in uso, anche tenendo conto delle prospettive riguardanti la transizione energetica e la decarbonizzazione e delle prospettive di utilizzo delle infrastrutture inferiori alla durata della vita economico-tecnica;
- b) una generale condivisione dell'ipotesi di introdurre un cespite per gli interventi di manutenzione straordinaria, con vita utile più breve rispetto al cespite metanodotti, a complemento del meccanismo incentivante.

Metodologia per la valutazione dello stato di salute della rete di trasporto

4.9 Anche tenendo conto delle osservazioni al documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, con la deliberazione 195/2022/R/GAS l'Autorità ha dato mandato a Snam Rete Gas S.p.A. di sviluppare una metodologia per la valutazione dello stato di salute della rete di trasporto.

4.10 Ferme restando le prerogative del gestore in merito alle valutazioni in tema di sicurezza, tale metodologia è da intendersi come strumento a supporto delle decisioni di sostituire o mantenere in esercizio un'infrastruttura, che producono effetti sia in relazione alla predisposizione dei Piani (nei casi in cui si manifestasse una necessità di sostituzione), sia in relazione al meccanismo di incentivazione di cui al presente procedimento (nei casi di cespiti completamente ammortizzati che possano continuare ad essere eserciti in sicurezza).

4.11 Con la medesima deliberazione 195/2022/R/GAS, considerata la necessità di ulteriori approfondimenti e le diverse posizioni emerse nell'ambito della consultazione, l'Autorità ha stabilito che confluissero nel procedimento relativo al 6PRT:

- a) la definizione del meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate tariffariamente (livello di incentivazione, eventuale intervallo temporale oltre cui si riduce il livello dell'incentivo, perimetro di applicazione dell'incentivo);
- b) l'introduzione di uno specifico cespite, con vita utile regolatoria inferiore a quella del cespite metanodotti, per gli investimenti in manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio;
- c) le valutazioni per un'eventuale revisione delle vite utili regolatorie.

Orientamenti dell'Autorità sul meccanismo di incentivazione

- 4.12 L'Autorità intende confermare l'opportunità di favorire il mantenimento in esercizio delle reti che possono essere esercite in sicurezza, in un'ottica di efficienza del servizio e in prospettiva della decarbonizzazione e transizione energetica. Pertanto, anche tenuto conto delle favorevoli risposte alla consultazione 616/2021/R/GAS, si intende confermare l'introduzione, in via sperimentale nei primi anni di applicazione, di un incentivo al mantenimento in esercizio di metanodotti completamente ammortizzati tariffariamente, proporzionale ai risparmi di costo per il sistema rispetto ad un eventuale investimento di sostituzione, prestando particolare attenzione all'individuazione di un corretto perimetro di applicazione dell'incentivo e all'effettiva utilità per il sistema dell'infrastruttura oggetto di incentivazione.
- 4.13 In generale, affinché il meccanismo di incentivazione generi valore per il sistema, è necessario che:
- a) da un lato, il costo per il sistema legato all'incentivo e alla copertura dei costi di manutenzione straordinaria per il mantenimento in esercizio dell'infrastruttura sia inferiore rispetto al costo di un eventuale investimento per la sostituzione; come descritto al punto 6.3 del documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, l'impresa di trasporto ha un incentivo implicito a procedere alla sostituzione delle infrastrutture al termine della vita utile, anche se in parte controbilanciato dalle minusvalenze in cui incorre in caso di interventi finalizzati al mantenimento in esercizio realizzati nel corso della vita utile dell'*asset* e non completamente ammortizzati;
 - b) dall'altro, siano garantiti adeguati *standard* di continuità e sicurezza del servizio.
- 4.14 Si ritiene inoltre che, ai fini dell'ammissione all'incentivo, sia necessario verificare preliminarmente, attraverso gli esiti della metodologia *asset health* di cui alla deliberazione 195/2022/R/GAS, se il metanodotto:
- a) abbia ancora un'utilità per il sistema, aspetto che è considerato in via semplificata facendo riferimento ai tassi di utilizzo dell'infrastruttura;
 - b) presenti indicatori prestazionali che dimostrino un sufficiente mantenimento delle caratteristiche funzionali, prestazionali e di sicurezza del tratto considerato.
- 4.15 In relazione ai criteri di quantificazione dell'incentivo, l'Autorità è orientata a confermare, in termini di approccio, gli orientamenti prospettati nel documento

per la consultazione 616/2021/R/GAS, che prevedono un incentivo pari a una quota del risparmio per il sistema conseguente alla mancata remunerazione del capitale proprio (*equity*) che verrebbe riconosciuta al gestore qualora venisse realizzato un investimento di sostituzione, applicata al costo storico rivalutato, assunto come costo di sostituzione.

4.16 Con particolare riferimento alle osservazioni critiche sul modello di determinazione del livello dell'incentivo, si ritiene che:

- a) l'incentivo debba essere volto ad assicurare che il gestore compartecipi ai benefici per il sistema derivanti dal posticipo della sostituzione, con esclusivo riferimento alla quota parte di risparmio relativa alla remunerazione dell'*equity*, tenuto conto che il costo di investimento per la sostituzione non è stato sostenuto e il sistema ha già interamente coperto i costi dell'infrastruttura ammortizzata;
- b) per ragioni di semplicità amministrativa sia preferibile l'utilizzo del costo storico rivalutato in luogo del costo di ricostruzione a nuovo, la cui analisi comporterebbe un maggiore onere amministrativo;
- c) non sia necessario assicurare l'invarianza temporale tra l'entità del risparmio derivato dal modello e i flussi di incentivo effettivamente riconosciuti; la stima di un indice sintetico medio del risparmio per il sistema, considerando diversi scenari e ipotesi, è infatti finalizzata a parametrare l'incentivo da riconoscere, senza necessariamente garantire che, nelle condizioni che effettivamente si verificheranno, l'incentivo riconosciuto sia pari al risparmio effettivo per il sistema (o a una sua quota);
- d) il meccanismo di incentivazione prospettato nel documento per la consultazione 616/2021/R/GAS debba essere oggettivo, semplice e di immediata applicazione, nonché indipendente dalla durata del prolungamento della vita utile dell'infrastruttura ipotizzabile *ex ante* al momento dell'accesso al meccanismo incentivante.

4.17 Fermo restando quanto sopra delineato, si ritiene tuttavia opportuno apportare alcuni correttivi al modello di simulazione del risparmio di sistema e aggiornare gli scenari utilizzati, eliminando di fatto lo scenario di completa decarbonizzazione al 2040⁴. Tali correttivi portano ad una quantificazione dell'incentivo annuale pari all'1% del costo storico rivalutato, determinato considerando una simmetrica ripartizione tra utenti del sistema di trasporto e gestori dei risparmi conseguenti alla mancata remunerazione dell'*equity*.

4.18 L'Autorità ritiene che la definizione di un orizzonte temporale per l'applicazione dell'incentivo, segnalata anche in esito alla consultazione, disincentiverebbe il

⁴ Il modello proposto nel documento per la consultazione 616/2021/R/GAS simula il risparmio di spesa medio derivante dal posticipo della sostituzione, stimato in vari scenari di sviluppo della domanda gas e di ritardo temporale della sostituzione. In particolare, sono stati simulati tre scenari di "fine del gas" (2040, 2050 e 2060), con diverse probabilità, quattro ipotesi di sostituzione (sostituzione dopo 5 anni, sostituzione dopo 10 anni, sostituzione dopo 15 anni e sostituzione dopo 20 anni) e confrontati i costi per il sistema rispetto all'ipotesi di sostituzione al completamento della vita utile. Nelle nuove simulazioni qui proposte è stato eliminato, tra le altre cose, lo scenario di "fine del gas nel 2040" che, alla luce dei recenti eventi, appariva implausibile.

mantenimento in esercizio oltre il periodo di incentivazione, anche nel caso di infrastrutture che possono continuare ad essere esercite in sicurezza. Tuttavia, fatte salve eventuali revisioni delle modalità applicative del meccanismo, si ritiene utile prevedere che il livello dell'incentivo possa essere aggiornato una volta raggiunto un determinato intervallo temporale di incentivazione coerente con la vita utile tecnica dei metanodotti completamente ammortizzati che non presentano criticità di esercizio; in particolare, si ritiene che dopo un periodo di 10 anni (o comunque un periodo definito in esito agli approfondimenti sulla vita utile tecnica delle infrastrutture di trasporto, cfr. successivo punto 4.27) si possa procedere ad una revisione del livello di incentivazione, valutando una sua riduzione specialmente nei casi in cui si riscontrassero, sul cespite oggetto di incentivazione, significativi investimenti per il mantenimento in esercizio effettuati nel corso del periodo di incentivazione.

- 4.19 Con riferimento al perimetro di applicazione dell'incentivo, l'Autorità è orientata ad includere anche i metanodotti in relazione ai quali vengono sostenuti investimenti di manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio, essendo tali interventi necessari al mantenimento delle caratteristiche funzionali, prestazionali e di sicurezza della rete. Tuttavia, si ritiene necessario:
- a) escludere dal perimetro di applicazione dell'incentivo i tratti di metanodotto oggetto di interventi di manutenzione straordinaria che abbiano comportato una sostituzione o un rifacimento, in quanto si tratta di investimenti già coperti dai meccanismi tariffari e per i quali non si ritiene che debbano essere introdotte specifiche misure di incentivazione; al riguardo, poiché tali interventi comportano la dismissione delle infrastrutture preesistenti, puntualmente intercettate negli aggiornamenti tariffari, si ritiene che l'esclusione possa essere controllata assicurandosi che gli *asset* assoggettati ad incentivo siano ricompresi tra quelli che contribuiscono a definire l'attivo immobilizzato lordo dell'impresa di trasporto (e, quindi, non siano stati dismessi);
 - b) valutare l'introduzione di una soglia oltre la quale gli investimenti in manutenzione straordinaria strettamente finalizzati al prolungamento della vita utile non possano essere ricompresi tra gli investimenti strettamente funzionali al mantenimento in esercizio e, pertanto, non possano essere considerati tra gli investimenti da ammortizzare su una vita utile inferiore a quella dei metanodotti (di cui al successivo punto 4.22);
 - c) non ammettere al riconoscimento tariffario eventuali costi operativi incrementali derivanti dal mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate, in quanto: da un lato, i costi ricorrenti di gestione/esercizio dei metanodotti (es. costi per attività di sorveglianza e ispezione derivanti dagli obblighi di sicurezza, spese per manutenzione ordinaria non capitalizzate, ecc.) non sembrano correlati alla vetustà dell'infrastruttura e, dall'altro, le manutenzioni straordinarie funzionali al mantenimento in esercizio dell'infrastruttura, capitalizzate, trovano specifico riconoscimento in una categoria di cespiti con vita utile più breve rispetto a quella dei metanodotti (cfr. punti 4.22 e successivi).

- 4.20 L'Autorità ritiene che tale modello di incentivazione, contemperato dalla possibilità di ridurre l'incentivo nei casi di significative manutenzioni straordinarie nonché alla previsione di introdurre una soglia rispetto al costo storico rivalutato (v. infra) per la capitalizzazione di investimenti sullo specifico cespite con vita utile più breve rispetto al cespite metanodotti dedicato ai costi di manutenzione straordinaria strettamente finalizzati al prolungamento della vita utile, sia adeguato rispetto alla necessità di garantire un quadro stabile e coerente, e caratterizzato da un sufficiente grado di controllo regolatorio.
- 4.21 In alternativa rispetto al modello di incentivazione proposto nei precedenti paragrafi, che dimensiona l'incentivo sulla base di una quota del risparmio per il sistema conseguente alla mancata remunerazione del capitale proprio (*equity*) e non prevede il riconoscimento di eventuali costi operativi incrementali, l'Autorità intende valutare l'applicazione di un modello di incentivazione differente, sotto forma di addendo al costo operativo riconosciuto. In particolare l'Autorità, fermo restando l'obiettivo di garantire che il meccanismo incentivante comporti un minor onere per il sistema rispetto all'eventuale investimento di sostituzione, intende valutare il riconoscimento di un incentivo commisurato al costo di gestione unitario annuo per metro di metanodotto mantenuto in esercizio, pari a 2,9 euro/metro per la rete nazionale e 4,3 euro/metro per la rete regionale (coerente con i criteri di stima dei costi di gestione delle infrastrutture nell'ambito della Analisi costi-benefici degli investimenti in infrastrutture di trasporto), eventualmente decrescente in funzione degli investimenti in manutenzioni straordinarie funzionali al mantenimento in esercizio dell'infrastruttura.

Orientamenti dell'Autorità sul cespite per gli investimenti finalizzati al mantenimento in esercizio

- 4.22 A complemento dell'incentivo sopra descritto, quale ulteriore misura di stimolo al mantenimento in esercizio di reti completamente ammortizzate, l'Autorità ritiene opportuno confermare la previsione di uno specifico cespite con vita utile più breve rispetto al cespite metanodotti, dedicato ai costi di manutenzione straordinaria esclusivamente finalizzati al mantenimento in esercizio, collegati alla vetustà della rete o finalizzati al rifacimento di componenti impiantistiche, purché non comportino la sostituzione del metanodotto.
- 4.23 L'Autorità ritiene opportuno delimitare l'ambito di applicazione di tale categoria di cespite, escludendo eventuali interventi di manutenzione straordinaria non strettamente collegati al mantenimento in esercizio.
- 4.24 Si ritiene inoltre opportuno valutare l'introduzione di soglie percentuali rispetto al costo storico rivalutato dell'opera principale a cui afferiscono gli interventi, prevedendo che gli investimenti in manutenzione straordinaria esclusivamente finalizzati al mantenimento in esercizio, se complessivamente superiori ad una predefinita soglia, non possano essere classificati nell'ambito dello specifico cespite a vita utile più breve, ma come afferenti al cespite a cui si riferisce (es. Metanodotti).
- 4.25 L'Autorità ritiene infine che la vita utile di tale cespite possa essere definita sulla base della vita tecnica dei metanodotti completamente ammortizzati oggi in

esercizio, e per i quali ci sono ancora prospettive di futuro utilizzo. Considerato che, ad oggi, i metanodotti completamente ammortizzati hanno un'anzianità media di circa 60 anni (con alcuni tratti che presentano oltre 70 anni di anzianità), il periodo di ammortamento degli investimenti in manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio si ritiene possa essere di 15-20 anni.

- 4.26 La definizione degli interventi di manutenzione straordinaria esclusivamente finalizzati al mantenimento in esercizio, e la soglia percentuale rispetto al costo storico dell'opera principale a cui afferiscono e alla possibile vita utile del cespite, saranno oggetto di specifiche valutazioni in esito alla richiesta di dati e informazioni nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 617/2021/R/GAS.

Orientamenti dell'Autorità sulla revisione delle vite utili regolatorie

- 4.27 In relazione all'eventuale revisione della vita utile regolatoria del cespite metanodotti, si ritiene opportuno rimandare tale tema ad ulteriori approfondimenti, da svolgersi in un successivo documento per la consultazione, anche in coordinamento con i criteri ROSS; in particolare, si ritiene che debbano essere valutati congiuntamente i seguenti temi:

- a) le prospettive di possibile allungamento della vita utile delle infrastrutture, tenendo conto dell'anzianità dei metanodotti oggi in esercizio, nonché del loro impiego potenziale per l'idrogeno;
- b) l'intervallo temporale oltre cui ridefinire il livello di incentivazione (cfr. precedente punto 4.18), in coerenza con la vita utile tecnica media dei metanodotti completamente ammortizzati che non presentano criticità di esercizio.

- 4.28 In tale quadro, l'Autorità ritiene che possa essere valutato un allungamento della vita utile del cespite metanodotti, sia con riferimento ai nuovi metanodotti realizzati sia con riferimento a quelli esistenti (riducendo quindi il tasso di ammortamento del valore residuo degli *asset* in esercizio), in ogni caso in coerenza con le modalità applicative dei criteri ROSS. Tenendo inoltre conto delle prospettive di decarbonizzazione e transizione energetica, potrebbe essere opportuno limitare la revisione delle vite utili ai soli metanodotti che soddisfano standard "*hydrogen ready*", potenzialmente meno esposti al rischio di inutilizzo o sottoutilizzo in uno scenario di completa decarbonizzazione.

Orientamenti dell'Autorità sulla decorrenza del meccanismo di incentivazione

- 4.29 L'Autorità valuta l'ipotesi di far decorrere, in via sperimentale per un periodo di 4/5 anni, l'applicazione del meccanismo incentivante e del cespite per gli investimenti in manutenzione straordinaria già con riferimento alle reti completamente ammortizzate che saranno mantenute in esercizio nel 2023 e agli investimenti in manutenzione straordinaria realizzati nel 2023, a condizione che sia già disponibile la metodologia di valutazione dello stato di salute dell'infrastruttura di cui alla deliberazione 195/2022/R/GAS.

S 3. Osservazioni in merito alle proposte di incentivo per il mantenimento in esercizio di reti completamente ammortizzate.

S 4. Osservazioni ulteriori in merito agli altri aspetti relativi al mantenimento in esercizio di reti completamente ammortizzate.

5. Trattamento ricavi derivanti dall'esercizio di centrali *dual fuel*

- 5.1 L'Autorità, con la deliberazione 15 dicembre 2020, 539/2020/R/GAS, ha valutato positivamente – in considerazione principalmente dei benefici apportati in termini di riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO₂ – alcuni progetti di sviluppo delle centrali di compressione *dual fuel* (sulle centrali di Malborghetto, Messina e Poggio Renatico), prospettati dall'impresa maggiore di trasporto in ragione della maggiore efficienza dei costi di compressione e minore impatto ambientale rispetto a tecnologie tradizionali; contestualmente, 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 per il servizio di dispacciamento.
- 5.2 Nell'ambito del documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, l'Autorità ha prospettato un meccanismo di *sharing* del 50% dei ricavi derivanti dalla fornitura, da parte dell'impresa maggiore di trasporto, di servizi di flessibilità nell'ambito del mercato per il servizio di dispacciamento. Inoltre, è stata prospettata la possibilità di assoggettare a simmetrica ripartizione con il sistema anche il gettito derivante dal meccanismo dei certificati bianchi o, in alternativa, di consentire di trattenere l'intero gettito derivante dal meccanismo dei certificati bianchi, a fronte del versamento dell'80% dei ricavi derivanti dalla partecipazione dell'impresa di trasporto al mercato dei servizi elettrici.

Esiti del documento per la consultazione 616/2021/R/GAS

- 5.3 Le osservazioni pervenute in esito al documento per la consultazione 616/2021/R/GAS hanno rilevato alcuni profili critici.
- 5.4 Diversi soggetti hanno evidenziato che la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento di un soggetto regolato comporterebbe rischi in termini di concorrenzialità e limitazione degli spazi di mercato; inoltre, è stato rilevato come:
- potrebbero sussistere eccezioni di compatibilità con la normativa comunitaria e nazionale in tema di *unbundling* qualora nelle centrali di compressione venga effettuata anche l'attività di produzione di energia elettrica;
 - con l'installazione degli elettrocompressori, Snam Rete Gas S.p.A. si troverebbe potenzialmente nella posizione di fare arbitraggio tra le due alimentazioni (gas ed elettricità), potendo attivare i compressori sulla base della relativa convenienza economica e in funzione delle esigenze di bilanciamento del sistema da parte di Terna S.p.A., con il rischio di un

esercizio inefficiente/disottimizzato della rete del gas e della gestione del *linepack*, e la conseguente eventuale necessità di dover attivare ulteriori risorse per il bilanciamento della rete, vanificando, per il sistema, l'eventuale beneficio in termini di costi e di emissioni in atmosfera;

c) Snam Rete Gas S.p.A. potrebbe avere un vantaggio competitivo rispetto agli operatori di mercato, poiché dispone di informazioni sull'andamento atteso del prezzo del gas e/o la possibilità di influenzare il prezzo del gas in qualità di Responsabile del Bilanciamento (RdB), con il rischio di pregiudicare il ruolo di neutralità proprio del RdB.

- 5.5 Di contro, l'impresa maggiore di trasporto ha evidenziato l'opportunità che, in ragione della maggiore efficienza e del minore impatto ambientale dei compressori elettrici rispetto a tecnologie tradizionali, i proventi derivanti dalla partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento debbano essere integralmente trattenuti dall'impresa a titolo di incentivo fino alla concorrenza di un ricavo aggiuntivo pari al 2% annuo dell'investimento.
- 5.6 Con riferimento alla possibile limitazione degli spazi di mercato che deriverebbero dalla partecipazione dell'impresa maggiore di trasporto al mercato per il servizio di dispacciamento, si ritiene che ciò non possa giustificare il mancato utilizzo, da parte del sistema energetico nel suo complesso, di una risorsa disponibile che è già "pagata" dagli utenti del sistema in grado di offrire servizi ancillari competitivi.
- 5.7 Inoltre, si evidenzia che l'impresa maggiore di trasporto parteciperebbe al mercato solo come utenza passiva e, pertanto, non si pongono problemi di incompatibilità con la normativa in materia di *unbundling*, che fa divieto al gestore di un sistema di trasporto di gas naturale di esercitare, direttamente o indirettamente, l'attività di produzione o di fornitura di gas naturale o di elettricità.
- 5.8 Per quanto riguarda la possibilità che Snam Rete Gas S.p.A. possa influenzare il prezzo di sbilanciamento del gas possedendo informazioni sull'andamento atteso di variabili rilevanti del prezzo gas, si ritiene, anche tenendo conto degli esiti della consultazione, che possa essere previsto un obbligo in capo a Snam Rete Gas S.p.A. di offrire i propri servizi di flessibilità nell'ambito del mercato per il servizio di dispacciamento a prezzi nulli, associato ad un obbligo in capo a Terna S.p.A. di utilizzare in via prioritaria i servizi di flessibilità a scendere offerti da Snam Rete Gas S.p.A., remunerandoli al prezzo registrato sul mercato del giorno prima nel giorno in cui è stata effettuata l'offerta, consentendo in questo modo di conseguire una maggiore efficienza economica su MSD e neutralizzando al tempo stesso i rischi di comportamenti opportunistici da parte dell'impresa maggiore di trasporto.
- 5.9 Con riferimento ad una possibile gestione disottimizzata della rete, si ritiene che tali rischi possano trovare un argine nella identificazione di uno schema incentivante che eviti offerte speculative su MSD e/o riduca lo *sharing* dei ricavi lasciati in capo all'impresa maggiore di trasporto in esito alla sua partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento elettrico.

Orientamenti dell'Autorità

- 5.10 Ai fini della definizione dello schema incentivante, è necessario tener presente che i progetti di centrali di compressione *dual fuel* prevedono l'installazione di uno o due elettrocompressori a parziale sostituzione dei turbocompressori sui quali sarebbe comunque necessario intervenire per il mantenimento della potenza di compressione necessaria, e il mantenimento di parte della pre-esistente capacità di compressione nell'ottica di preservare la piena funzionalità della rete di trasporto gas anche in caso di mancanza dell'alimentazione elettrica.
- 5.11 Di conseguenza, l'installazione degli elettrocompressori, pur presentando rispetto ai compressori a gas tradizionali migliori requisiti di efficienza, flessibilità e minori impatti ambientali in termini di emissioni primarie di gas a effetto serra e altre emissioni inquinanti, genera anche alcuni costi, quali: i) i costi di connessione alla rete elettrica e di eventuali sviluppi necessari a fronteggiare il nuovo carico, dell'ordine mediamente di 25 MW per ogni intervento⁵; ii) il permanere dei costi di mantenimento per i turbocompressori a gas pre-esistenti, finalizzati a realizzare un principio di scorta di potenza in mancanza di alimentazione elettrica (soluzione di *back up*).
- 5.12 Tenuto conto di quanto sopra evidenziato, e ritenendo opportuno incentivare il ricorso a tali tecnologie garantendo al contempo la neutralità di Snam Rete Gas S.p.A. rispetto agli esiti del mercato per il servizio di dispacciamento elettrico ed evitando maggiori costi sugli utenti del servizio di trasporto, si ritiene necessario che:
- nelle valutazioni dei Piani, le ACB degli interventi prospettati sulle centrali di compressione tengano conto di tutti i costi associati alla realizzazione di centrali *dual fuel*, quali i costi di allacciamento e di eventuali costi di sviluppo della rete di trasmissione elettrica, nonché eventuali costi derivanti dal mantenimento in esercizio dei turbocompressori a gas come *back up*;
 - qualora le ACB siano valutate positivamente, i costi relativi alla realizzazione delle centrali di compressione *dual fuel* e alla loro manutenzione trovino riconoscimento tra i costi di capitale e operativi del servizio di trasporto, mentre i costi dell'energia elettrica necessaria al loro funzionamento, al netto dei costi di sbilanciamento (cfr. successivo punto 5.13, lettera c)), trovino copertura in una specifica voce di ricavo a copertura degli autoconsumi elettrici;
 - Snam Rete Gas S.p.A. presenti offerte a prezzo nullo sul mercato per il servizio di dispacciamento elettrico e riceva una remunerazione per i servizi offerti pari al prezzo registrato sul mercato del giorno prima nel giorno in cui è stata effettuata l'offerta.

⁵ Nella maggior parte dei casi Snam Rete Gas S.p.A. prevede di installare un solo elettrocompressore per centrale da 25 MW (in sostituzione di turbocompressori esistenti). In alcuni casi invece sono previsti due elettrocompressori di taglia più piccola (2 x 12 MW, per le centrali di Malborghetto, Messina), o di singoli elettrocompressori di taglia ridotta (12MW-15MW, per le centrali di Poggio Renatico, Masera e Terranuova).

- 5.13 Stante il quadro sopra rappresentato, si conferma l'orientamento iniziale di introdurre un incentivo, nella forma di un meccanismo di *sharing* dei ricavi derivanti dalla fornitura di servizi di flessibilità nell'ambito del mercato per il servizio di dispacciamento da parte dell'impresa maggiore di trasporto; tuttavia, si ritiene opportuno:
- a) fissare la quota dei ricavi derivanti dall'offerta di servizi sul mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) che l'impresa maggiore di trasporto può trattenere, definendola pari ai 50% del ricavo derivante dai quantitativi offerti su MSD, valorizzati al prezzo del mercato del giorno prima registrato nel giorno in cui è stata presentata l'offerta;
 - b) ai fini del meccanismo incentivante, escludere dai ricavi soggetti a *sharing* gli eventuali costi di sbilanciamento elettrico, prevedendo che tali costi di sbilanciamento non siano ricompresi tra i costi di energia elettrica riconosciuti per i consumi degli elettrocompressori;
 - c) introdurre un tetto massimo all'incentivo conseguibile da Snam Rete Gas S.p.A., pari al 2% annuo del valore dell'attivo immobilizzato lordo dell'investimento in ciascuna centrale di compressione *dual fuel*.
- 5.14 Per quanto riguarda l'eventuale gettito derivante dalla partecipazione al meccanismo dei certificati bianchi, tenuto conto degli esiti della consultazione, si ritiene opportuno confermare l'orientamento di introdurre un meccanismo di *sharing* dei ricavi per indurre comportamenti efficienti per il servizio di trasporto con ricadute positive ambientali; in particolare, si ritiene opportuno che gli eventuali ricavi dal meccanismo dei certificati bianchi siano ripartiti simmetricamente tra impresa maggiore e utenti.
- 5.15 Come prospettato nel documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, si conferma la previsione di trasferire agli utenti del servizio di trasporto del gas naturale i benefici derivanti dall'offerta di servizi di flessibilità con cadenza annuale, in sede di attestazione dei ricavi da parte delle imprese di trasporto, attraverso il versamento degli importi dovuti sul "Conto oneri trasporto", riducendo le necessità di finanziamento di tale conto.

S 5. Osservazioni in merito alla regolazione incentivante l'esercizio di centrali dual fuel.