

DELIBERAZIONE 4 APRILE 2023

139/2023/R/GAS

CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO E MISURA DEL GAS NATURALE PER IL SESTO PERIODO DI REGOLAZIONE (2024-2027)

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1245^a riunione del 4 aprile 2023

VISTI:

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale;
- la direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI);
- il Regolamento (CE) 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, in materia di condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale;
- il Regolamento (UE) 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014, che istituisce un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto (Codice BAL);
- il Regolamento (UE) 459/2017 della Commissione del 16 marzo 2017, che abroga e sostituisce il Regolamento (UE) 984/2013, che istituisce un Codice di rete relativo ai meccanismi di allocazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas (Codice CAM);
- il Regolamento (UE) 460/2017 della Commissione, del 16 marzo 2017, che istituisce un Codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas (di seguito: Codice TAR);
- il Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017, recante misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas (di seguito: Regolamento (UE) 2017/1938);
- il Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018, sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima;
- il Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, che istituisce un'Agenzia dell'Unione Europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER) ed abroga il Regolamento (CE) 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee (di seguito: Regolamento TEN-E), che abroga il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013;

- la proposta 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, pubblicata il 15 dicembre 2021;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e s.m.i. (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e s.m.i.;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 e s.m.i.;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (di seguito: decreto legislativo 130/10);
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 e s.m.i.;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e s.m.i.;
- il decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134 (di seguito: decreto-legge 83/12);
- il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257;
- il decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34, come convertito, con modificazioni, con legge 17 luglio 2020, n. 77;
- il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, come convertito con legge 11 settembre 2020, n. 120 (di seguito: decreto-legge 76/20);
- il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, come convertito con legge 29 luglio 2021, n. 108;
- il decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17 come convertito, con modificazioni, con legge 17 aprile 2022, n. 34 (di seguito: decreto-legge 17/22);
- il decreto-legge 17 maggio 2022 n. 50, come convertito, con modificazioni, con legge 15 luglio 2022, n. 91;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 29 marzo 2022;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 22 dicembre 2000, di individuazione dell'ambito della Rete Nazionale di Gasdotti, e suoi successivi aggiornamenti, da ultimo con decreto direttoriale 17 febbraio 2022;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 29 settembre 2005, di individuazione dell'ambito della rete regionale, e suoi successivi aggiornamenti, da ultimo con decreto direttoriale 17 febbraio 2022;
- il decreto del Ministro della Transizione Ecologica 21 dicembre 2021, n. 541;
- il decreto del Ministro della Transizione Ecologica 21 ottobre 2022, n. 464;
- il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, trasmesso alla Commissione Europea, del 31 dicembre 2019, pubblicato il 21 gennaio 2020 sul sito internet del Ministero dello Sviluppo Economico;
- il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza approvato il 13 luglio 2021;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 17 luglio 2002, 137/02 e s.m.i.;
- la deliberazione dell'Autorità 24 marzo 2011, ARG/gas 29/11 (di seguito: deliberazione ARG/gas 29/11);
- la deliberazione dell'Autorità 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM e il relativo Allegato

- A e s.m.i. (TIUC);
- la deliberazione dell’Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (TIB);
 - la deliberazione dell’Autorità 6 luglio 2017, 512/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 512/2017/R/GAS);
 - la deliberazione dell’Autorità 8 febbraio 2018, 72/2018/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (TISG);
 - la deliberazione dell’Autorità 5 luglio 2018, 468/2018/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (di seguito: Requisiti minimi di Piano);
 - la deliberazione dell’Autorità 26 febbraio 2019, 67/2019/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (RAST);
 - la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 114/2019/R/GAS) e il relativo Allegato A e s.m.i. (RTTG 2020-2023);
 - la deliberazione dell’Autorità 16 aprile 2019, 147/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 147/2019/R/GAS) e s.m.i.;
 - la deliberazione dell’Autorità 7 maggio 2019, 168/2019/R/GAS e s.m.i.;
 - la deliberazione dell’Autorità 10 dicembre 2019, 522/2019/R/GAS;
 - la deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2019, 554/2019/R/GAS (di seguito: 554/2019/R/GAS) e il relativo Allegato A e s.m.i. (RQTG);
 - la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 569/2019/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (RQDG);
 - la deliberazione dell’Autorità 1 aprile 2020, 110/2020/R/GAS;
 - la deliberazione dell’Autorità 13 ottobre 2020, 380/2020/R/COM;
 - la deliberazione dell’Autorità 15 dicembre 2020, 539/2020/R/GAS;
 - la deliberazione dell’Autorità 22 dicembre 2020, 569/2020/R/GAS;
 - la deliberazione dell’Autorità 30 marzo 2021, 134/2021/R/GAS;
 - la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2021, 271/2021/R/GAS (di seguito: 271/2021/R/GAS);
 - la deliberazione dell’Autorità 23 novembre 2021, 512/2021/R/GAS (di seguito: deliberazione 512/2021/R/GAS) e il relativo Allegato A (RMTG);
 - la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 614/2021/R/COM (di seguito: deliberazione 614/2021/R/COM) e il relativo Allegato A (TIWACC 2022-2027);
 - la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 617/2021/R/GAS (di seguito: deliberazione 617/2021/R/GAS);
 - la deliberazione dell’Autorità 13 gennaio 2022, 2/2022/A;
 - la deliberazione dell’Autorità 3 maggio 2022, 195/2022/R/GAS;
 - la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2022, 279/2022/R/COM (di seguito: deliberazione 279/2022/R/COM);
 - la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2022, 404/2022/R/GAS;
 - la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2022, 448/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 448/2022/R/GAS);
 - la deliberazione dell’Autorità 4 ottobre 2022, 470/2022/R/GAS;

- la deliberazione dell’Autorità 25 ottobre 2022, 527/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 527/2022/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 2 novembre 2022, 541/2022/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 1 dicembre 2022, 649/2022/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 6 dicembre 2022, 654/2022/R/COM (di seguito: deliberazione 654/2022/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2022, 723/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 723/2022/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2022, 735/2022/R/COM;
- la deliberazione dell’Autorità 28 febbraio 2023, 70/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 70/2023/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 28 febbraio 2023, 72/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 72/2023/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2023, 122/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 122/2023/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 615/2021/R/COM (di seguito: documento per la consultazione 615/2021/R/COM);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 616/2021/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 616/2021/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 17 maggio 2022, 213/2022/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 213/2022/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 12 luglio 2022, 317/2022/R/COM (di seguito: documento per la consultazione 317/2022/R/COM);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 19 luglio 2022, 336/2022/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 336/2022/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 18 ottobre 2022, 502/2022/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 502/2022/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 6 dicembre 2022, 655/2022/R/COM (di seguito: documento per la consultazione 655/2022/R/COM);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 7 febbraio 2023, 41/2023/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 41/2023/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 14 febbraio 2023, 49/2023/R/GAS;
- il Report dell’*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (di seguito: ACER) del 17 febbraio 2023, recante “*Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Italy*” (di seguito: Report ACER).

CONSIDERATO CHE:

- la direttiva 2009/73/CE definisce i criteri per la creazione di un mercato interno del gas naturale, prevedendo che gli Stati membri, tra l’altro, garantiscano l’attuazione di un sistema di accesso dei terzi al sistema di trasporto basato su tariffe pubblicate, praticabili a tutti i clienti idonei, comprese le imprese di fornitura, ed applicato obiettivamente e senza discriminazioni tra gli utenti del sistema;

- l'articolo 1, comma 1, della legge 481/95, istitutiva dell'Autorità, prevede che l'Autorità persegua la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità, e richiede di definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, che promuova la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa dell'Unione europea in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
- l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 481/95, come modificato dal decreto-legge 17/22, prevede che l'Autorità stabilisca ed aggiorni le tariffe *“in relazione all'andamento del mercato”* e *“in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale”*, nonché al fine di armonizzare 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, anche tenendo conto del reale costo di approvvigionamento della materia prima;
- l'articolo 8 del decreto legislativo 164/00 dispone che l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale sia attività di interesse pubblico; il comma 4 del medesimo articolo prevede che l'Autorità vigili affinché l'attività di trasporto e dispacciamento sia svolta in modo da non ostacolare la parità di condizioni di accesso al sistema;
- l'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo 164/00 prevede che le tariffe per il servizio di trasporto gas tengano conto della *“necessità di non penalizzare le aree del Paese con minori dotazioni infrastrutturali, ed in particolare le aree del Mezzogiorno”* e che, inoltre, *“in primo luogo della capacità impegnata e della distanza di trasporto, e in secondo luogo della quantità trasportata indipendentemente dalla distanza”* e che le tariffe siano determinate *“in relazione ai punti di entrata e di uscita da tale rete, tenendo conto della distanza di trasporto in misura equilibrata, al fine di attenuare le penalizzazioni territoriali”*;
- l'articolo 38, comma 2bis, del decreto-legge 83/12, dispone che l'Autorità provveda *“ad adeguare il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale”*;
- il Codice TAR definisce criteri per la definizione di tariffe armonizzate per il trasporto del gas a livello europeo;
- con la deliberazione 114/2019/R/GAS, l'Autorità ha stabilito i criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (5PRT);
- con la deliberazione 617/2021/R/GAS, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT), decorrente dal 2024;
- con il documento per la consultazione 213/2022/R/GAS, l'Autorità ha esposto le principali linee di intervento per la riforma dei criteri di regolazione tariffaria del trasporto gas per il 6PRT, illustrando gli orientamenti in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti, in particolare per il primo anno del periodo

(2024) nell’ottica della transizione verso l’approccio ROSS, e di determinazione dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto del gas naturale;

- con il documento per la consultazione 502/2022/R/GAS, l’Autorità ha illustrato gli orientamenti finali in materia di determinazione dei ricavi e dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 6PRT, fissando il termine per l’invio delle osservazioni al 19 dicembre 2022;
- con i documenti per la consultazione 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS, l’Autorità ha illustrato gli orientamenti sui criteri di incentivazione ed efficientamento dell’esercizio e dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale per il 6PRT;
- le osservazioni pervenute in risposta ai documenti per la consultazione di cui ai precedenti punti sono state rese disponibili sul sito *internet* dell’Autorità;
- in data 18 gennaio 2023, l’Autorità ha pubblicato e, contestualmente, inviato ad ACER, una sintesi in lingua inglese delle osservazioni ricevute nell’ambito della consultazione.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con la deliberazione 522/2019/R/GAS, l’Autorità ha definito i principi generali per il riassetto dell’attività di misura sull’intero perimetro della rete di trasporto del gas;
- con la deliberazione 512/2021/R/GAS, l’Autorità ha adottato la “Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)”, che definisce: (i) responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*; (ii) requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; (iii) predefiniti livelli di qualità del servizio; (iv) un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; (v) un sistema di monitoraggio di requisiti dei livelli di qualità; con tale deliberazione l’Autorità, tra l’altro, ha previsto una riduzione del corrispettivo CM^{CF} in caso di cessione dell’impianto di misura al trasportatore pari al 50% per un periodo di tempo di 4 anni, decorrente dal 2022, per gli impianti ceduti da tale anno, rimandando l’eventuale revisione del periodo di applicazione della riduzione e dell’entità dello sconto alla revisione dei criteri tariffari per il 6PRT;
- con la deliberazione 614/2021/R/COM, l’Autorità ha approvato il TIWACC 2022-2027 e definito i criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027; con la deliberazione 654/2022/R/COM l’Autorità ha confermato i valori dei parametri del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, e conseguentemente confermato per il 2023 i valori del WACC in vigore nel 2022; ai sensi del comma 9.1 della deliberazione 614/2021/R/COM, l’Autorità provvederà a rivedere i criteri di aggiornamento del parametro β^{asset} per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas entro l’aggiornamento del WACC per il secondo sub-periodo (ossia entro il 2024);
- con la deliberazione 271/2021/R/COM 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, nell’ambito

del quale sono stati pubblicati i documenti per la consultazione 615/2021/R/COM, 317/2022/R/COM e 655/2022/R/COM;

- con deliberazione 527/2022/R/COM l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti per l’applicazione del modello *ROSS-integrale*, prevedendo che il procedimento si concluda entro il 31 dicembre 2024, in relazione ai provvedimenti settoriali specifici per i diversi servizi regolati;
- con la deliberazione 723/2022/R/GAS, sulla base di quanto prospettato con la deliberazione 114/2019/R/GAS in sede di definizione dei criteri per il 5PRT e anche tenuto conto delle osservazioni pervenute in risposta ai documenti per la consultazione 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS, l’Autorità ha definito un meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate, decorrente dal 2023;
- con la deliberazione 147/2019/R/GAS l’Autorità ha approvato la riforma dei conferimenti sui punti di riconsegna della rete di trasporto, che prevede che la capacità di trasporto non sia più richiesta dall’utente, ma calcolata convenzionalmente e attribuita dall’impresa di trasporto sulla base dei dati messi a disposizione dal Sistema Informativo Integrato (SII) su base giornaliera; con deliberazione 72/2023/R/GAS l’Autorità ha definito gli aspetti applicativi della riforma dei processi di conferimento della capacità ai *city gate*, a decorrere dal 1° ottobre 2023, disponendo, tra l’altro, modifiche alla RTTG 2020-2023 decorrenti dal 1° ottobre 2023, che introducono un moltiplicatore k applicato alla capacità convenzionale allocata su base giornaliera ai *city gate*;
- con la deliberazione 448/2022/R/GAS l’Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare alle sentenze n. 6096 e 6098 del 2022 del Consiglio di Stato, finalizzato ad adottare ulteriori misure di economicità del sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale per i soggetti a maggior consumo di gas naturale, in applicazione del decreto-legge 83/2012; con il documento per la consultazione 41/2023/R/GAS l’Autorità ha esposto i propri orientamenti in relazione a tali misure di economicità, prospettando l’applicazione delle misure dal 1° gennaio 2024;
- con la deliberazione 70/2023/R/GAS, l’Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare alla sentenza n. 8523 del 2022 del Consiglio di Stato finalizzato a verificare se la regolazione tariffaria del periodo 2014-2017 tenesse effettivamente in adeguata considerazione la finalità di non penalizzare le aree del Mezzogiorno, sancita dall’articolo 23, comma 3, del decreto legislativo 164/00, e a introdurre, nel caso in cui la verifica evidenzi che la regolazione annullata non garantisse la finalità ivi richiamata, o non la attuasse in maniera adeguata, un’apposita disciplina tariffaria volta a colmare una tale lacuna;
- con la deliberazione 122/2023/R/GAS, l’Autorità ha adottato modifiche dei Requisiti minimi di Piano in esito ai documenti per la consultazione 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS, rimandando la definizione delle misure di natura tariffaria al provvedimento per la definizione dei criteri per il 6PRT.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- l'articolo 27, paragrafi 2 e 3, del Codice TAR, prevede che, entro due mesi dal termine della consultazione finale dei criteri per un nuovo periodo di regolazione, ACER pubblici e invii all'autorità nazionale di regolamentazione e alla Commissione Europea le conclusioni della propria analisi della consultazione finale in merito alla conformità:
 - a) delle informazioni rese pubbliche rispetto a quanto previsto dall'articolo 26, paragrafo 1, del Codice TAR;
 - b) della metodologia dei prezzi di riferimento rispetto ai requisiti di cui all'articolo 7 del Codice TAR;
 - c) delle tariffe di trasporto applicate ai volumi trasportati rispetto ai criteri di cui all'articolo 4, paragrafo 3, del Codice TAR;
 - d) delle tariffe non di trasporto rispetto ai criteri di cui all'articolo 4, paragrafo 4, del Codice TAR;
- in data 17 febbraio 2023, ACER ha reso note le conclusioni delle proprie analisi sugli orientamenti finali dell'Autorità di cui al documento per la consultazione 502/2022/R/GAS, pubblicando il Report ACER recante l'analisi delle proposte contenute nel documento per la consultazione 502/2022/R/GAS;
- ai sensi dell'articolo 27, paragrafo 4, del Codice TAR, entro cinque mesi dal termine della consultazione finale l'autorità nazionale di regolamentazione adotta e pubblica una decisione motivata su tutti gli elementi di cui all'articolo 26, paragrafo 1, del medesimo Codice TAR; tale previsione presuppone che tali informazioni siano altresì rese disponibili in sede di decisione finale.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con il **documento per la consultazione 502/2022/R/GAS**, l'Autorità ha sottoposto a consultazione gli orientamenti finali per il 6PRT relativi in particolare a:
 - a) sui criteri di determinazione del costo riconosciuto:
 - (i) meccanismi di raccordo con i criteri ROSS, tenuto conto della necessaria declinazione operativa di tali criteri in esito alla conclusione del procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM;
 - (ii) un criterio di remunerazione decrescente delle immobilizzazioni in corso in funzione dell'anno in cui è stato sostenuto lo *spending*;
 - (iii) la possibilità, per le imprese di trasporto, di presentare istanza per il riconoscimento di costi associati alle dismissioni di lavori in corso;
 - (iv) un allungamento della vita utile regolatoria del cespite "Metanodotti" limitatamente ai metanodotti che hanno caratteristiche tecniche tali da consentirne l'impiego per il trasporto di idrogeno;
 - (v) la definizione di uno specifico cespite, con vita utile regolatoria inferiore a quella del cespite "Metanodotti", dedicato ai costi di manutenzione straordinaria esclusivamente finalizzati al mantenimento in esercizio del metanodotto, che non ne comportino la sostituzione, anche parziale (nei limiti di una soglia prefissata), da ammortizzare in 15-20 anni;

- (vi) una semplificazione della gestione delle partite economiche relative ad autoconsumi, perdite di rete e GNC in corso d'anno;
- (vii) una revisione dei fattori di emissione rilevanti ai fini della determinazione del livello di perdite di rete riconosciuto, con applicazione dei nuovi livelli efficienti fin dal 2024;
- (viii) una maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio derivante dalle possibili differenze tra il GNC riconosciuto e il GNC effettivo;
- b) sui criteri di incentivazione dello sviluppo infrastrutturale:
 - (i) la conferma della previsione di non applicare incentivazioni *input-based* per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto;
 - (ii) la conferma degli orientamenti prospettati nei documenti di consultazione 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS per quanto riguarda gli incentivi al mantenimento in esercizio di reti ammortizzate, i criteri di efficienza per lo sviluppo delle reti in aree di nuova metanizzazione, e i meccanismi di *sharing* dei ricavi derivanti dall'esercizio di centrali *dual fuel*;
- c) sui criteri di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto:
 - (i) l'adozione di una ripartizione *entry/exit* pari a 25/75;
 - (ii) l'applicazione di uno sconto alle tariffe di capacità al futuro punto di uscita presso Gela (verso Malta) pari al 50%;
 - (iii) l'adozione di una specifica metodologia per integrare le infrastrutture di trasporto per la metanizzazione della Regione Sardegna nell'ambito della metodologia generale;
- d) sugli ulteriori aspetti relativi ai criteri di allocazione dei costi, l'introduzione di:
 - (i) conferimenti di capacità su base giornaliera, anche di tipo implicito, nei punti di riconsegna che alimentano reti di distribuzione (*city gate*);
 - (ii) moltiplicatori infrannuali, mensili e giornalieri, ai punti di riconsegna che alimentano utenze industriali direttamente allacciati al trasporto;
- e) sull'articolazione tariffaria del servizio di misura, la differenziazione del corrispettivo CM_{CF} sulla base di due distinte classi di portata e il mantenimento del valore di tale corrispettivo fisso per tutto il periodo regolatorio, prevedendone l'aggiornamento esclusivamente per tenere conto delle variazioni del deflatore;
- f) sui meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi, l'esclusione della quota di ricavo a copertura di costi ETS dal calcolo del fattore correttivo di *commodity*, e l'introduzione di ulteriori revisioni e integrazioni al fine di tener conto della necessità di ricondurre le imprese di trasporto al valore dei ricavi ammessi in ottica ROSS;
- g) sulle componenti tariffarie addizionali, l'introduzione di strumenti che tutelino le imprese di trasporto in relazione ai crediti non esigibili;
- in termini generali, le **osservazioni pervenute in risposta alla consultazione** hanno riguardato in particolare i seguenti temi:
 - a) sui criteri di determinazione del costo riconosciuto:
 - (i) criteri di restituzione del capitale esistente al 31 dicembre 2023 in esito ad adozione dei criteri ROSS;

- (ii) vite utili regolatorie per i metanodotti cd. *hydrogen-ready*, per gli *asset* asserviti ad uno specifico cespite, e per gli interventi di manutenzione;
- (iii) costi operativi emergenti nell'anno 2022;
- (iv) criteri di valorizzazione degli scostamenti tra le perdite contabilizzate e quelle riconosciute ai fini tariffari, ed esposizione delle imprese di trasporto rispetto a tale partita nonché rispetto al GNC;
- b) sui criteri di incentivazione dello sviluppo infrastrutturale, l'opportunità di mantenere, per specifici investimenti, meccanismi di incentivazione *input-based*;
- c) sui criteri di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto:
 - (i) perimetro dell'attività di trasporto, in particolare relativamente all'inclusione tra i costi riconosciuti di servizi alternativi di trasporto tramite carro bombolaio;
 - (ii) trattamento dei ricavi derivanti dai servizi ulteriori forniti dalle infrastrutture di trasporto;
 - (iii) *driver* per la determinazione dei corrispettivi di *commodity*;
 - (iv) ripartizione *entry-exit* e criterio della capacità tecnica ai fini della ponderazione dei corrispettivi di entrata, e per il calcolo dei corrispettivi di entrata pre-riproporzionamento;
 - (v) criterio per il riproporzionamento dei ricavi;
- d) sugli ulteriori aspetti relativi ai criteri di allocazione dei costi:
 - (i) tipologie di prodotti infrannuali disponibili per le utenze industriali;
 - (ii) livello dei moltiplicatori per le utenze industriali e per le utenze termoelettriche;
 - (iii) disponibilità di capacità interrompibile nei punti uscita interconnessi con l'estero e nei punti di entrata da impianti di biometano e da produzioni nazionali;
- e) sull'articolazione tariffaria del servizio di misura, il dimensionamento del corrispettivo CM_{CF} e la necessità di rispecchiare i costi sottostanti il servizio;
- f) sui meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi, l'opportunità di prevedere, anche per gli insoluti riferiti al mancato pagamento delle fatture relative al corrispettivo CV_U , un meccanismo analogo a quello prospettato per le componenti aggiuntive;
- g) sulle componenti tariffarie addizionali, l'ambito di applicazione e i meccanismi di copertura del rischio credito;
- h) su ulteriori aspetti non espressamente consultati, i limiti alla riconoscibilità degli investimenti in aree di nuova metanizzazione e le modalità di corresponsione dei corrispettivi di capacità per alcune casistiche specifiche;
- nell'ambito del **Report ACER** sono stati formulati rilievi in relazione a:
 - a) perimetro dei costi da recuperare mediante il corrispettivo variabile CV_U , che non dovrebbe ricomprendere l'intero ammontare dei costi operativi, ma solo la quota-parte proporzionale ai volumi trasportati;
 - b) trattamento tariffario della Regione Sardegna, che non dovrebbe comportare l'attribuzione, ai punti transfrontalieri, di costi associati ad infrastrutture necessarie a servire uno specifico ambito regionale;

- c) mancata valutazione della corrispondenza ai costi del corrispettivo complementare e del suo impatto sui sussidi incrociati tra punti di interconnessione e punti diversi dai punti di interconnessione;
- d) requisiti di trasparenza sulle componenti tariffarie addizionali;
- e) stima dell'evoluzione dei ricavi riconosciuti;
- per una trattazione approfondita degli orientamenti prospettati dall'Autorità nel documento per la consultazione 502/2022/R/GAS, delle osservazioni pervenute in esito alla consultazione, dei rilievi contenuti nel Report ACER, nonché delle decisioni finali dell'Autorità, si rimanda all'*Allegato B* del presente provvedimento.

RITENUTO OPPORTUNO:

- in merito ai criteri di **determinazione del costo riconosciuto**:
 - a) confermare una durata del periodo regolatorio pari a 4 anni;
 - b) con riferimento ai parametri del WACC:
 - (i) confermare il valore del parametro *gearing* attualmente in vigore, pari a 0,500;
 - (ii) nelle more della revisione dei criteri di aggiornamento del parametro β^{asset} di cui al comma 9.1 della deliberazione 614/2021/R/COM, prorogare per l'anno 2024 il valore di tale parametro attualmente in vigore, pari a 0,384;
 - c) con riferimento ai criteri di raccordo con i criteri ROSS:
 - (i) confermare l'applicazione di un principio di cd. *tariff decoupling* tra i ricavi di riferimento rilevanti per la determinazione dei corrispettivi e i ricavi ammessi di ciascun gestore determinati secondo i criteri ROSS;
 - (ii) definire, nell'ambito della RTTG, i criteri di gestione degli scostamenti tra i ricavi rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari e i ricavi effettivamente conseguiti dall'applicazione di tali corrispettivi (ossia i fattori correttivi dei ricavi), rimandando al procedimento per la declinazione operativa dell'approccio ROSS (cfr. successivo punto (iv)) la definizione delle modalità e delle tempistiche di gestione degli scostamenti tra i ricavi rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari e i ricavi ammessi, determinati sulla base dei criteri ROSS;
 - (iii) nella transizione verso l'approccio ROSS e in particolare nelle more della determinazione delle quote di *slow money* e di *fast money* per un determinato anno, considerare, ai fini della definizione dei ricavi rilevanti per i corrispettivi tariffari, i costi di capitale e i costi operativi secondo un approccio semplificato, in sostanziale continuità dei criteri attualmente in vigore;
 - (iv) rimandare ad un successivo documento per la consultazione la definizione delle modalità applicative dei criteri ROSS al servizio di trasporto del gas naturale, in particolare in relazione agli elementi di dettaglio quali il tasso di capitalizzazione specifico, il tasso di efficienza specifico, la definizione della *baseline* di costo operativo, tempistica e modalità di calcolo del ricavo

- ammesso, e modalità di gestione degli scostamenti tra ricavi tariffari e ricavi ammessi;
- d) restituire il capitale esistente alla data del 31 dicembre 2023 in continuità con i criteri oggi vigenti, fatta salva la diversa remunerazione delle immobilizzazioni in corso in funzione dell'anno in cui è stato sostenuto lo *spending*;
 - e) prevedere la possibilità per le imprese di trasporto di presentare istanza per il riconoscimento di costi associati alle dismissioni di lavori in corso;
 - f) confermare gli incentivi all'ottenimento di contributi pubblici in conto capitale, ed in particolare il meccanismo che riconosce all'impresa fino al 10% del valore del contributo senza che questo sia dedotto dal calcolo degli ammortamenti;
 - g) con riferimento agli ammortamenti:
 - (i) confermare, nella sostanza, i criteri di determinazione degli ammortamenti economico-tecnici;
 - (ii) introdurre un cespite specifico per le manutenzioni straordinarie finalizzate al mantenimento in esercizio dei metanodotti, con vita utile pari a 15 anni, applicato agli interventi realizzati a decorrere dall'anno 2023, nei limiti del 10% del costo storico rivalutato dell'opera principale cui tali interventi afferiscono;
 - h) con riferimento ai costi operativi:
 - (i) determinare il costo operativo riconosciuto per il 2024 sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese di trasporto nell'anno 2021, considerando tale costo come *baseline* di costo operativo del 2024 ai fini dell'applicazione dei criteri ROSS;
 - (ii) ai fini della determinazione dei costi operativi per l'anno 2024, considerare anche eventuali costi emergenti nell'anno 2022, a condizione che tali costi emergenti determinino un costo complessivo dell'anno 2022 superiore rispetto a quello dell'anno 2021 preso a riferimento, valutando tale riconoscimento nell'ambito di un'apposita istanza;
 - (iii) confermare il criterio del *profit sharing* già applicato nei precedenti periodi;
 - i) con riferimento ai costi relativi a perdite di rete, autoconsumi e GNC:
 - (i) confermarne gli attuali criteri di riconoscimento, introducendo una semplificazione della gestione delle partite economiche in corso d'anno;
 - (ii) confermare la revisione dei fattori di emissione per la definizione dei livelli riconosciuti delle perdite di rete;
 - (iii) confermare, per le perdite di rete, l'ipotesi posta in consultazione di valorizzazione degli scostamenti sulla base di un onere unitario fisso, al fine di mantenere una forma di responsabilizzazione delle imprese di trasporto senza che questa si traduca in una eccessiva esposizione rispetto ai prezzi del gas registrati sui mercati all'ingrosso, prevedendo che tale onere unitario sia pari a quello utilizzato nel meccanismo di responsabilizzazione per il GNC;
 - (iv) garantire una maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio derivante dalle possibili differenze tra il GNC riconosciuto e il GNC effettivo, prevedendo di determinare l'esposizione in funzione della quota di ricavo a copertura dei costi operativi per il servizio di misura;

- j) con riferimento agli oneri ETS, confermare i meccanismi in vigore prevedendo di declinare, nella futura evoluzione verso l'approccio *ROSS-integrale*, la valutazione degli obiettivi di riduzione delle emissioni CO₂ da parte dei gestori delle reti di trasporto;
- k) applicare, alle nuove imprese di trasporto, criteri di riconoscimento dei costi di capitale analoghi a quelli previsti per le altre imprese di trasporto;
- l) per il servizio di misura del trasporto, applicare i criteri generali previsti per il servizio di trasporto, inclusi i criteri di raccordo con i criteri ROSS;
- sui criteri di **incentivazione ed efficientamento dello sviluppo infrastrutturale**:
 - a) rimuovere le incentivazioni *input-based* per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto;
 - b) prevedere l'applicazione sperimentale del meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate;
 - c) introdurre un costo unitario massimo per il riconoscimento degli investimenti per lo sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione in caso di mancato rispetto di condizioni minime di sviluppo definiti nell'ambito dei Requisiti minimi di Piano;
 - d) confermare l'introduzione sperimentale di un meccanismo di incentivazione per le centrali di compressione *dual fuel*, nella forma di un meccanismo di *sharing* dei ricavi derivanti dalla fornitura di servizi di flessibilità nel MSD da parte dell'impresa maggiore di trasporto;
- sui criteri di determinazione dei **corrispettivi per il servizio di trasporto**:
 - a) confermare l'adozione di una ripartizione *capacity-commodity* che prevede l'attribuzione dei costi di capitale alle componenti capacitive della tariffa, e dei costi operativi nonché ai costi relativi ad autoconsumi, perdite, GNC, e oneri ETS alle componenti variabili della tariffa;
 - b) utilizzare, quale *driver* per il dimensionamento del corrispettivo variabile, i volumi misurati; prevedere che l'applicazione dei corrispettivi variabili sia comunque in relazione ai volumi allocati agli utenti, e che eventuali scostamenti tra volumi misurati e volumi allocati siano gestiti nell'ambito degli accordi di cui al TIB;
 - c) confermare la determinazione dei corrispettivi di capacità secondo la metodologia della distanza ponderata per la capacità (*Capacity-Weighted Distance, CWD*), confermando altresì l'utilizzo della capacità prevista in conferimento quale *driver*, e l'applicazione di un riproporzionamento secondo una costante moltiplicativa;
 - d) adottare una ripartizione *entry-exit* pari a 25-75;
 - e) confermare gli attuali livelli di sconto alle tariffe di capacità nei punti di entrata da e di uscita verso stoccaggio, pari al 50%, e nei punti di entrata da terminali di Gnl, pari a 0%;
 - f) prevedere l'applicazione di uno sconto alle tariffe di capacità al futuro punto di uscita presso Gela (verso Malta) pari al 50%;

- g) ricondurre le valutazioni sulle modalità di recupero dei costi delle infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna al procedimento avviato deliberazione 279/2022/R/COM per l'attuazione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 marzo 2022 in materia di opere e infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna;
- h) prevedere che le imprese di trasporto possano presentare istanza per trattenere una quota di ricavi derivanti dai servizi ulteriori forniti dalle infrastrutture di trasporto, al di fuori del perimetro dei servizi regolati;
- sugli **ulteriori aspetti relativi ai criteri di allocazione dei costi**:
 - a) confermare le proposte formulate in consultazione rispetto al livello dei moltiplicatori ai punti di riconsegna che servono *city gate*, integrando nei criteri di regolazione per il 6PRT le disposizioni di cui alla deliberazione 72/2023/R/GAS e in particolare i criteri per la definizione e aggiornamento del moltiplicatore da applicare alla capacità presso i punti di riconsegna ai *city gate*;
 - b) confermare la proposta di introdurre moltiplicatori infrannuali, mensili e giornalieri, ai punti di riconsegna che servono utenze industriali direttamente allacciati al trasporto, rispettivamente pari a 1,3 e 1,7; al fine di garantire maggiore flessibilità, introdurre anche un conferimento di tipo trimestrale, cui associare un moltiplicatore pari a 1,2;
 - c) prevedere che l'impresa maggiore di trasporto definisca, in sede di presentazione della proposta tariffaria, specifici prodotti di capacità interrompibile anche per i punti di uscita interconnessi con l'estero, nonché i rispettivi prezzi di riserva definendo il livello di sconto applicato tenendo conto del rischio associato all'interruzione; non prevederne, per contro, l'introduzione nei punti di entrata da impianti di biometano e da produzioni nazionali;
- sull'**articolazione tariffaria del servizio di misura**:
 - a) confermare l'articolazione tariffaria in due componenti, una che copre i costi di misura generali (CM_T) e una che copre i costi di misura dei soli punti di riconsegna dei clienti finali;
 - b) prevedere che la componente a copertura dei costi nei punti di riconsegna dei clienti finali (CM_{CF}^{pdr}) sia espressa in euro/PDR/anno, aggiornata all'interno del periodo regolatorio solo per effetto del deflatore, e articolata in cinque classi distinte in funzione della portata dell'impianto di misura;
 - c) mantenere uno sconto sul corrispettivo di misura presso i clienti finali per un periodo di tempo di 4 anni dal momento della cessione dell'impianto;
- sui **meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi e sulle componenti tariffarie addizionali**:
 - a) confermare, nella sostanza, i meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi, fatti salvi i necessari aggiustamenti per tenere conto delle modifiche disposte alle modalità di gestione delle partite relative ad autoconsumi, perdite e GNC;
 - b) escludere la quota di ricavo a copertura di costi ETS dal calcolo del fattore correttivo di *commodity*, analogamente a quanto già disciplinato per la quota di ricavo a coperture di autoconsumi, perdite e GNC, prevedendone un meccanismo di copertura specifico;

- c) modificare i parametri di esposizione unitaria ed esposizione massima del meccanismo di conguaglio delle partite relative al GNC, al fine di aumentare la compartecipazione al rischio delle imprese di trasporto, e prevedere l'applicazione dei medesimi parametri di esposizione unitaria anche ai fini del meccanismo di conguaglio delle perdite fisiche;
- d) prevedere che anche le somme relative al fattore correttivo dei ricavi di misura siano regolate con Cassa;
- e) prevedere che le imprese di trasporto possano sottoporre all'Autorità modifiche al sistema di garanzie di cui ai Codici di rete al fine di prevedere adeguate forme di copertura dal rischio di insolvenza relativamente alle componenti aggiuntive della tariffa di trasporto;
- f) con riferimento ai nuovi allacciamenti e alle discature, invitare le imprese di trasporto a sottoporre all'Autorità possibili modifiche del Codice di rete per prevedere che:
 - (i) nel caso di nuovi allacciamenti, l'applicazione dei corrispettivi di trasporto avvenga a decorrere dalla data per cui è effettuata la richiesta di conferimento di capacità;
 - (ii) nel caso di discature, all'utente sia applicato il minore fra il corrispettivo di trasporto annuale per il periodo dalla discatura sino alla fine dell'anno termico o la maggiorazione connessa al conferimento mensile per il periodo dall'inizio dell'anno termico alla data di discatura.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- rimandare la definizione dei criteri di regolazione in materia di qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il 6PRT in esito a specifiche consultazioni da effettuarsi nel corso dell'anno 2023;
- prevedere che le imprese di trasporto trasmettano all'Autorità le proposte tariffarie per l'anno 2024 entro il 19 aprile 2023, contestualmente alle informazioni relative ad investimenti e dismissioni;
- prevedere che i conguagli relativi ai costi riconosciuti per gli autoconsumi e gli ETS relativi agli anni 2022 e 2023 siano soggetti a compensazione con la Cassa operata in sede di attestazione dei ricavi congiuntamente alla compensazione delle partite economiche relative ai fattori correttivi dei ricavi di cui all'articolo 31 della RTTG 2020-2023;
- rendere disponibili, in uno specifico documento allegato al presente provvedimento (*Allegato B*):
 - a) la parte motivazionale delle disposizioni approvate dalla presente deliberazione, inclusi gli orientamenti prospettati dall'Autorità nel documento per la consultazione 502/2022/R/GAS, le osservazioni pervenute in esito a tale consultazione, i rilievi contenuti nel Report ACER, nonché le decisioni finali dell'Autorità;
 - b) le informazioni di cui all'articolo 26, paragrafo 1, del Codice TAR non già ricomprese nelle informazioni rese nell'ambito della presente deliberazione e nell'ambito dell'*Allegato A* (RTTG 2024-2027);

- rimandare la definizione di misure di economicità a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale in esito al procedimento avviato con deliberazione 448/2022/R/GAS;
- sopprimere il “Conto invarianza economica per i clienti finali della distribuzione” di cui alla deliberazione ARG/gas 29/11, in quanto non più alimentato dai proventi derivanti dall’allocazione della capacità di stoccaggio di cui al decreto legislativo 130/10, e destinare le risorse ad oggi accantonate su tale conto sul “Conto oneri stoccaggio” di cui al RAST; conseguentemente, non prevedere l’applicazione della componente addizionale della tariffa di trasporto di segno negativo S_D nella nuova RTTG

DELIBERA

Articolo 1

Criteria di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il periodo 2024-2027

- 1.1 È approvata la “Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione 2024-2027” (RTTG 2024-2027), allegata alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*).
- 1.2 Sono pubblicati, in uno specifico documento allegato alla presente deliberazione (*Allegato B*):
 - a. la parte motivazionale delle disposizioni di cui alla RTTG 2024-2027 (Parte II);
 - b. i dati e le informazioni di cui di cui all’articolo 26, paragrafo 1, del Codice TAR (Parte III).

Articolo 2

Modifiche al TIWACC

- 2.1 Il valore del parametro β^{asset} , come definito al comma 1.1, lettera b), del TIWACC, relativo al servizio di trasporto del gas naturale, è fissato pari a 0,384 per gli anni 2024-2027, fatto salvo quanto previsto al comma 9.1 della deliberazione 614/2021/R/COM.
- 2.2 Il valore del parametro *gearing*, come definito al comma 1.1, lettera d), del TIWACC, relativo al servizio di trasporto del gas naturale, è fissato pari a 0,500 per gli anni dal 2024 al 2027.
- 2.3 È pubblicato il testo aggiornato del TIWACC in coerenza con le disposizioni di cui al precedente comma.

Articolo 3

Disposizioni transitorie e finali

- 3.1 Ai fini dell'approvazione delle proposte tariffarie per il primo anno del 6PRT (2024), sono fissati al 19 aprile 2023 i termini di cui:
 - a. all'articolo 37, comma 1, della RTTG 2024-2027, relativo alla presentazione della proposta tariffaria;
 - b. all'articolo 39, comma 1, della RTTG 2024-2027, relativo alla modulistica relativa ad investimenti e dismissioni;
- 3.2 La declinazione operativa dei criteri ROSS in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM è rimandata ad uno specifico provvedimento da adottarsi entro il termine dell'anno 2023.
- 3.3 In assenza di adozione del provvedimento di cui al precedente comma 3.2 entro il termine dell'anno 2023, i ricavi ammessi di cui all'articolo 3, comma 1, lettera b), della RTTG 2024-2027 si intendono pari ai ricavi di riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto di cui alla lettera a) del medesimo comma. In tal caso l'Autorità provvederà altresì a definire i ricavi di riferimento per la determinazione delle tariffe sulla base dei dati di consuntivo, di cui all'articolo 37, comma 1, lettera h), della RTTG 2024-2027, in sede di definizione delle tariffe per l'anno successivo, gestendo i relativi scostamenti nell'ambito dei meccanismi di copertura e conguaglio di cui al Titolo VII della RTTG 2024-2027.
- 3.4 I conguagli relativi ai costi riconosciuti per gli autoconsumi e gli ETS relativi agli anni 2022 e 2023 sono soggetti a compensazione con la Cassa operata in sede di attestazione dei ricavi, congiuntamente alla compensazione delle partite economiche relative ai fattori correttivi dei ricavi di cui all'articolo 31 della RTTG 2020-2023.
- 3.5 È dato mandato all'impresa maggiore di trasporto di:
 - a. rendere disponibile, entro 5 (cinque) giorni dalla pubblicazione del presente provvedimento, un modello tariffario semplificato predisposto ai sensi dell'articolo 30, paragrafo 2, lettera b), del Codice TAR, che includa una stima delle capacità previste in conferimento per gli anni 2024-2027;
 - b. rendere disponibile, entro il 31 maggio 2023, una versione in lingua inglese della RTTG 2024-2027 approvata con la presente deliberazione, garantendone altresì il costante futuro tempestivo aggiornamento in caso di modifiche introdotte dall'Autorità con proprie deliberazioni.
- 3.6 È dato mandato alle imprese di trasporto di sottoporre all'Autorità, previa consultazione, modifiche del Codice di rete al fine di prevedere:
 - a. adeguate forme di copertura dal rischio di insolvenza, con riferimento alle componenti tariffarie addizionali della tariffa di trasporto;
 - b. nel caso di nuovi allacciamenti, l'applicazione dei corrispettivi di trasporto a decorrere dalla data per cui è effettuata la richiesta di conferimento di capacità;
 - c. nel caso di discature, l'applicazione all'utente del minore fra il corrispettivo di trasporto annuale per il periodo dalla discatura sino alla fine dell'anno termico o la maggiorazione connessa al conferimento mensile per il periodo dall'inizio dell'anno termico alla data di discatura.

- 3.7 Il “Conto invarianza economica per i clienti finali della distribuzione” di cui al comma 7.3 della deliberazione ARG/gas 29/11 è soppresso, e le relative risorse sono destinate sul “Conto oneri stoccaggio” di cui al RAST.
- 3.8 Entro la conclusione del 6PRT, l’Autorità provvede a valutare:
- gli esiti del meccanismo sperimentale relativo all’incentivazione delle reti ammortizzate, anche ai fini di una sua eventuale revisione;
 - gli esiti dell’applicazione delle soglie per sviluppi in aree di nuova metanizzazione, anche ai fini di una loro eventuale revisione.
- 3.9 In relazione al meccanismo di incentivazione alle centrali *dual fuel*, al fine di consentire una valutazione dell’efficacia dei servizi di flessibilità offerti al sistema elettrico e, al contempo, dell’efficienza dei consumi delle centrali di compressione, è dato mandato all’impresa maggiore di trasporto di avviare uno specifico monitoraggio e di trasmettere semestralmente, al 30 giugno e al 31 dicembre di ciascun anno, una relazione all’Autorità. Tale monitoraggio deve riguardare in particolare:
- gli effettivi costi dei consumi elettrici delle centrali di compressione sostenuti dalle imprese di trasporto, inclusi i costi di sbilanciamento, anche al fine di valutare la necessità di introdurre maggiorazioni forfettarie del prezzo a copertura dei costi degli sbilanciamenti dei consumi elettrici che possono essere ritenuti fisiologici;
 - l’entità e la natura dei servizi di flessibilità offerti al sistema elettrico, nonché i ricavi effettivamente conseguiti dall’offerta di tali servizi, anche al fine di valutare eventuali revisioni del tetto massimo e della percentuale di *sharing* dei ricavi.
- 3.10 Il presente provvedimento è notificato alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, e all’*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*.
- 3.11 Il presente provvedimento è pubblicato sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

4 aprile 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini