

DELIBERAZIONE 10 MARZO 2026

67/2026/R/GAS

AVVIO DI PROCEDIMENTO E PRIMA ATTUAZIONE DELLE DISPOSIZIONI NORMATIVE PREVISTE DALL'ARTICOLO 1, COMMA 933, DELLA LEGGE 199/25, IN MATERIA DI CONNESSIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI BIOMETANO ALLE RETI DEL GAS NATURALE

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

Nella 1377^a riunione del 10 marzo 2026

VISTI:

- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 (di seguito: direttiva 2009/28/CE);
- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, (di seguito: direttiva 2009/73/CE);
- la direttiva (UE) 2014/94 del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 (di seguito: direttiva 2014/94);
- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018 (di seguito: direttiva 2018/2001);
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 (di seguito: direttiva 2023/1791);
- la direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023;
- la direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024, recante norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica la direttiva 2023/1791 e che abroga la direttiva 2009/73/CE (di seguito: direttiva 2024/1788);
- il regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica i regolamenti (UE) n. 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 e (UE) 2022/869 e la decisione (UE) 2017/684 e che abroga il regolamento (CE) n. 715/2009 (di seguito: regolamento 2024/1789);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13 convertito con modificazioni dalla legge 21 aprile 2023, n. 41 (di seguito: decreto-legge 13/23);

- la legge 30 dicembre 2025, n. 199 (di seguito: legge 199/25 o legge di Bilancio 2026);
- il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) del Ministero dello Sviluppo economico, del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti pubblicato a dicembre 2019;
- il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) trasmesso dal Governo al Parlamento il 25 aprile 2021;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo 164/00);
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (di seguito: decreto legislativo 199/21);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Interno, 16 aprile 2008;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Interno, 17 aprile 2008;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, 5 dicembre 2013 (di seguito: decreto interministeriale 5 dicembre 2013);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico 10 ottobre 2014;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, 2 marzo 2018 (di seguito: decreto interministeriale 2 marzo 2018);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico 18 maggio 2018 (di seguito: decreto ministeriale 18 maggio 2018);
- il decreto del Ministro della Transizione ecologica 3 giugno 2022 (di seguito: decreto ministeriale 3 giugno 2022);
- il decreto del Ministro della Transizione ecologica 15 settembre 2022 (di seguito: decreto ministeriale 15 settembre 2022);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 55/09);
- la deliberazione dell'Autorità 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2014, 649/2014/A (di seguito: deliberazione 649/2014/A), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas (di seguito: deliberazione 46/2015/R/gas);
- la deliberazione dell'Autorità 7 maggio 2015, 210/2015/R/gas (di seguito: deliberazione 210/2015/R/gas);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas;

- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2019, 27/2019/R/gas (di seguito: deliberazione 27/2019/R/gas), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 17 marzo 2020, 64/2020/R/gas (di seguito: deliberazione 64/2020/R/gas);
- la deliberazione dell'Autorità 22 marzo 2022, 122/2022/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 26 aprile 2022, 179/2022/R/gas (di seguito: deliberazione 179/2022/R/gas);
- la deliberazione dell'Autorità 19 luglio 2022, 338/2022/R/gas;
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2022, 404/2022/R/gas;
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2022, 501/2022/R/gas;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2023, 122/2023/R/gas;
- la deliberazione dell'Autorità 4 aprile 2023, 140/2023/R/gas;
- la deliberazione dell'Autorità 23 maggio 2023, 220/2023/R/gas (di seguito: deliberazione 220/2023/R/gas);
- la deliberazione dell'Autorità 9 aprile 2024, 131/2024/R/gas (di seguito: deliberazione 131/2024/R/gas);
- la deliberazione dell'Autorità 27 maggio 2025, 215/2025/R/gas (di seguito: deliberazione 215/2025/R/gas);
- la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2027 (RTDG 2020-2027), relativa alla Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas, approvata con la deliberazione dell'Autorità 2 dicembre 2025, 532/2025/R/gas (di seguito: RTDG);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 13 settembre 2022, 423/2022/R/gas.

CONSIDERATO CHE:

- la direttiva 2024/1788, di rifusione della direttiva 2009/73/CE, istituisce un quadro comune per la decarbonizzazione dei mercati del gas naturale e dell'idrogeno, al fine di contribuire al conseguimento degli obiettivi dell'Unione in materia di clima ed energia e definisce un quadro di norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore del gas naturale, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale, nonché per la transizione del sistema del gas naturale a un sistema integrato e altamente efficiente basato sui gas rinnovabili e sui gas a basse emissioni di carbonio;
- la direttiva 2014/94, al fine di ridurre la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti, dispone, tra l'altro, che ogni Stato membro elabori un quadro strategico nazionale in cui illustri i propri obiettivi e le relative azioni di supporto in materia di sviluppo del mercato con riferimento ai combustibili alternativi, compreso lo sviluppo delle infrastrutture da realizzare, in collaborazione con le autorità regionali e locali, tenendo altresì conto delle esigenze delle piccole e medie imprese. In tal senso, la medesima direttiva 2014/94 ha identificato,

attualmente, come combustibili alternativi con potenzialità di lungo periodo in termini di sostituibilità al petrolio, l'elettricità, l'idrogeno, i biocarburanti, il gas di petrolio liquefatto (GPL) e il gas naturale, compreso il biometano, in forma gassosa (gas naturale compresso – GNC) e liquefatta (gas naturale liquefatto – GNL);

- la direttiva 2018/2001 definisce un sistema comune per promuovere l'energia da fonti rinnovabili nei diversi settori, abrogando la precedente legislazione in materia tra cui la direttiva 2009/28/CE che prevedeva disposizioni specifiche per i biocarburanti applicabili anche al biometano qualora utilizzato come carburante per i trasporti; in particolare, la direttiva 2009/28/CE, con riferimento all'accesso del gas da fonti rinnovabili nelle reti di trasporto e distribuzione, forniva indicazione agli Stati membri affinché valutassero la necessità di estendere l'infrastruttura di rete del gas naturale esistente per agevolare l'integrazione del gas prodotto a partire da fonti energetiche rinnovabili nonché valutassero l'imposizione ai gestori del sistema di trasmissione e del sistema di distribuzione dell'obbligo di pubblicare norme tecniche che, nel caso di connessione alla rete, devono comprendere tra l'altro i requisiti in materia di qualità, odorizzazione e pressione del gas;
- l'articolo 18 del regolamento 2024/1789 prevede, a decorrere dal 5 agosto 2025, uno sconto sulla tariffa basata sulla capacità del 100% per il gas rinnovabile e del 75% per il gas a basse emissioni di carbonio; tale sconto è applicato (i) ai punti di entrata da impianti di produzione di gas rinnovabile e di gas a basse emissioni di carbonio; (ii) ai punti di entrata e di uscita degli impianti di stoccaggio del gas naturale; (iii) ai punti di interconnessione tra Stati membri;
- ai sensi del paragrafo 5 dell'articolo 18 del regolamento 2024/1789, alle Autorità di regolazione è consentito concedere una deroga all'applicazione degli sconti, alle seguenti condizioni:
 - a) tale deroga sia necessaria per il funzionamento efficiente del sistema di trasporto, per garantire un quadro finanziario stabile per gli investimenti esistenti o per evitare indebiti sussidi incrociati, distorsioni degli scambi transfrontalieri o un meccanismo di compensazione tra gestori dei sistemi di trasporto inefficace;
 - b) l'applicazione degli sconti non sia necessaria, a causa del grado di avanzamento della diffusione del gas rinnovabile e del gas a basse emissioni di carbonio nello Stato membro interessato o dell'esistenza di meccanismi di sostegno alternativi per incrementare l'uso del gas rinnovabile o del gas a basse emissioni di carbonio.

CONSIDERATO CHE:

- il decreto legislativo 164/00 prevede:
 - all'articolo 1, comma 2bis, che le norme relative al gas naturale si applichino in modo non discriminatorio anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i medesimi gas possano essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza;

- all'articolo 8, comma 2, che le imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento siano tenute ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui esse dispongono abbia idonea capacità, e purché le opere necessarie all'allacciamento dell'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti dall'Autorità;
- il decreto legislativo 28/11, di attuazione della direttiva 2009/28/CE, prevedeva, nella versione vigente fino al 31 dicembre 2025, all'articolo 20, che l'Autorità emanasse specifiche direttive in merito alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi e che le medesime direttive, nel rispetto delle esigenze di sicurezza fisica e di funzionamento del sistema:
 - a) stabilissero le caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas, necessarie per l'immissione nella rete del gas naturale;
 - b) favorissero un ampio utilizzo del biometano, nella misura in cui il biometano possa essere iniettato e trasportato nel sistema del gas naturale senza generare problemi tecnici o di sicurezza. A tal fine l'allacciamento non discriminatorio alla rete degli impianti di produzione di biometano deve risultare coerente con criteri di fattibilità tecnici ed economici ed essere compatibile con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza;
 - c) prevedessero la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per il collegamento alla rete del gas naturale degli impianti di produzione di biometano;
 - d) fissassero le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione e la realizzazione della soluzione definitiva di allacciamento;
 - e) sottoponessero a termini perentori le attività poste a carico dei gestori di rete, individuando sanzioni e procedure sostitutive in caso di inerzia;
 - f) stabilissero i casi e le regole per consentire al soggetto che richiede l'allacciamento di realizzare in proprio gli impianti necessari per l'allacciamento, individuando altresì i provvedimenti che il gestore della rete deve adottare al fine di definire i requisiti tecnici dei medesimi impianti;
 - g) prevedessero la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per l'allacciamento di nuovi impianti di produzione di biometano;
 - h) prevedessero procedure di risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete con decisioni, adottate dalla stessa Autorità, vincolanti tra le parti;
 - i) stabilissero le misure necessarie affinché l'imposizione tariffaria dei corrispettivi posti a carico del soggetto che immette in rete il biometano non penalizzi lo sviluppo degli impianti di produzione di biometano;
- le previsioni di cui all'articolo 20 del decreto legislativo 28/11 riflettevano tre obiettivi principali:

- garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti del gas naturale (lettere a) e b) del precedente punto);
- rendere trasparenti e certe le procedure di connessione alle reti del gas naturale (lettere c), d), e), g), e h) del precedente punto);
- garantire l'economicità della connessione, anche al fine di favorire un ampio utilizzo del biometano (lettere f) ed i) del precedente punto);
- il decreto interministeriale 5 dicembre 2013 ha definito le direttive per l'incentivazione del biometano, in attuazione di quanto disposto dall'articolo 21, comma 2, del decreto legislativo 28/11, previsione poi abrogata dall'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 199/21;
- il decreto interministeriale 2 marzo 2018 ha introdotto una nuova disciplina in materia di promozione dell'utilizzo di biometano, nel rispetto delle disposizioni del decreto legislativo 28/11; tale disciplina si applica sia ai nuovi impianti di produzione di biometano sia agli impianti esistenti per la produzione e utilizzazione di biogas che siano convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano, purché l'entrata in esercizio sia successiva alla data di entrata in vigore del medesimo decreto interministeriale 2 marzo 2018 (20 marzo 2018); da ultimo, l'articolo 47, comma 6bis, del decreto-legge 13/23, al fine di aumentare la capacità di produzione di energia da fonti rinnovabili necessaria per raggiungere l'indipendenza energetica e di conseguire gli obiettivi del PNRR, prevede che le disposizioni di cui al decreto interministeriale 2 marzo 2018 continuino ad applicarsi ai progetti relativi alla realizzazione o conversione di impianti di produzione di biometano e di biocarburanti diversi dal biometano per i quali alla data del 31 dicembre 2022 sia stato rilasciato il provvedimento favorevole di valutazione di impatto ambientale ovvero il provvedimento di non assoggettamento a tale procedura, nonché ai progetti che siano oggetto di procedura a evidenza pubblica, purché, alla data del 31 dicembre 2022, sia stato sottoscritto il contratto con l'amministrazione aggiudicatrice;
- il decreto ministeriale 18 maggio 2018 ha approvato la nuova Regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile, con lo scopo di definire le caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale al fine di garantire la possibilità di interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi del gas naturale; detta Regola tecnica è stata aggiornata con il decreto ministeriale 3 giugno 2022, disponendo che tra i parametri di qualità del gas naturale sia inserito l'idrogeno, in misura pari o inferiore al 2% in volume;
- il decreto legislativo 199/21 ha introdotto una serie di disposizioni finalizzate alla promozione delle fonti rinnovabili. In relazione alla produzione di biometano, in particolare, il decreto legislativo 199/21 ha introdotto nuovi strumenti di incentivazione (articolo 11), nonché, all'articolo 37, previsioni per l'ottimizzazione delle interconnessioni alla rete del gas naturale stabilendo che l'Autorità:
 - definisca i criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto procede a formulare una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, comprese le reti di distribuzione;

- semplifichi e aggiorni le proprie disposizioni inerenti alle modalità e alle condizioni per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale, includendo anche altre tipologie di gas rinnovabili ivi compreso l'idrogeno, anche in miscela.

CONSIDERATO CHE:

- l'Autorità, con la deliberazione ARG/gas 55/09, ha disciplinato il procedimento di verifica, e conseguente approvazione, dei codici di rete e dei loro aggiornamenti, precisando ruoli e funzioni dei soggetti coinvolti nel processo di adozione e aggiornamento e prevedendo adeguati strumenti di partecipazione e di rappresentatività delle parti interessate;
- l'Autorità, inizialmente con la deliberazione 46/2015/R/gas e successivamente con le deliberazioni 27/2019/R/gas, 64/2020/R/gas, 179/2022/R/gas, 220/2023/R/gas e 131/2024/R/gas, ha definito le Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e le disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi (di seguito: Direttive per le connessioni di impianti di biometano), dando attuazione alle disposizioni introdotte in materia con i decreti legislativi 28/11 e 199/21 e con i decreti ministeriali 5 dicembre 2013, 2 marzo 2018 e 18 maggio 2018 e prevedendo che la connessione alle reti del gas naturale avvenga nel rispetto dei vincoli di economicità e sostenibilità economica, sicurezza ed efficienza, nonché secondo logiche *cost reflective*;
- con l'emanazione delle Direttive per le connessioni di impianti di biometano, sono state adottate disposizioni direttamente applicabili nel caso delle imprese distributrici e da applicare previa modifica dei codici di rete nel caso delle imprese di trasporto. Le medesime Direttive, in particolare:
 1. intestano in capo al gestore di rete la responsabilità di garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti del gas naturale, individuando un quadro regolamentare tecnico in materia di specifiche di qualità, di pressione e di odorizzazione e di criteri per la verifica di compatibilità dei profili di immissione finalizzato, da un lato, a limitare l'ambito di discrezionalità in capo al gestore di rete, e dall'altro, a offrire garanzie in termini di sicurezza del sistema e di tutela della salute pubblica, e garantendo, al tempo stesso, l'accesso trasparente e non discriminatorio alla rete anche mediante la pubblicazione dei dati afferenti alla capacità disponibile nei diversi tratti della rete di trasporto ovvero nelle cabine REMI, delle procedure di connessione e degli standard tecnici relativi alla realizzazione degli impianti di connessione alla rete, nonché la possibilità da parte del gestore di rete di negare la connessione qualora non siano rispettati i criteri di fattibilità tecnica e di sicurezza;
 2. definiscono le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione:
 - a) disciplinando le varie fasi in cui si articola l'iter di connessione e individuando le relative tempistiche e gli eventuali indennizzi automatici che i gestori di rete devono corrispondere ai produttori in caso di mancato

rispetto delle medesime tempistiche, nonché la possibilità per i produttori di gestire le procedure autorizzative o realizzare le opere necessarie alla connessione per conto dei gestori di rete, seguendo le indicazioni e le prescrizioni dei medesimi gestori di rete e prevedendo che i gestori di rete abbiano il diritto di verificare la corrispondenza delle opere eseguite con le specifiche fornite (autorizzazione e realizzazione in proprio, da parte dei produttori di biometano, degli impianti di connessione alla rete);

- b) definendo i criteri generali e le procedure per l'individuazione, in relazione alla singola richiesta di connessione, della soluzione tecnica di connessione che minimizzi i costi complessivi per il sistema per la realizzazione delle infrastrutture di connessione (soluzione tecnica di connessione ottimale), anche promuovendo la condivisione delle infrastrutture di connessione e l'ottimizzazione degli impianti di compressione del gas, garantendo la trasportabilità e la smaltibilità in sicurezza dei volumi di biometano previsti in immissione nella rete, sia di trasporto che di distribuzione. A tal fine è stato previsto che Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito anche: Snam) effettui una comparazione dei costi complessivi imputabili alle diverse soluzioni di connessione alle reti di trasporto e di distribuzione limitrofe (ivi incluse le soluzioni che prevedono un aumento della capacità disponibile nella rete di distribuzione mediante la realizzazione di cabine REMI bidirezionali o di interconnessioni con altre reti di distribuzione limitrofe, nonché le soluzioni che necessitano dell'utilizzo dei carri bombolai ovvero le soluzioni che possono favorire l'aggregazione degli impianti di produzione da biometano limitrofi mediante la condivisione di uno o più elementi impiantistici e infrastrutturali necessari per la connessione alla rete), considerando tutti i costi associati indipendentemente dal soggetto che li dovrà sostenere (costi di connessione all'impianto, costi di rinforzo, adeguamento e sviluppo delle reti di trasporto e/o distribuzione del gas naturale, costi di compressione, di odorizzazione e/o deodorizzazione, costi relativi alla misura e al controllo di qualità del biometano, etc.), individuando la soluzione a minimo costo per il sistema;
- c) prevedendo che il contributo di connessione sia calcolato, secondo un approccio di tipo *shallow*, considerando unicamente: (i) i costi specifici necessari per realizzare l'impianto di connessione alla rete (cioè il complesso di tubazioni con dispositivi ed elementi accessori che ha inizio dall'organo di presa – compreso – e si estende fino all'organo di intercettazione – compreso – del punto di immissione in rete del biometano e può comprendere, a seconda dei casi, il gruppo di riduzione e l'impianto di odorizzazione), secondo soluzioni di minimo tecnico, e (ii) le tariffe per l'uso della rete che il produttore è tenuto a pagare (nel caso di impianti connessi sulla rete di trasporto); prevedendo che restino esclusi dal calcolo i costi di rinforzo, adeguamento e sviluppo delle reti esistenti, ivi inclusi i costi, funzionali ad aumentare la capacità di immissione del gas nella rete di distribuzione, connessi alla realizzazione di cabine REMI bidirezionali o di

- interconnessioni tra reti di diverse imprese distributrici (costi posti a carico dei gestori di rete, remunerati tramite le tariffe per l'uso della rete); prevedendo che al tempo stesso il medesimo contributo eviti distorsioni nelle scelte dei richiedenti (responsabilizzazione dei richiedenti rispetto ai costi causati al sistema), garantisca l'efficienza nella realizzazione delle opere di connessione, fornisca adeguati segnali locazionali e offra garanzie e tutele al richiedente la connessione e parità di trattamento con le altre richieste da parte di produttori convenzionali;
- d) prevedendo che il produttore di biometano sia tenuto a pagare l'80% del contributo di connessione, mentre il restante 20% sia posto in capo ai gestori di rete (la copertura di questo costo è garantita dalla tariffa per l'uso della rete); prevedendo che il produttore possa richiedere di rateizzare su un orizzonte ventennale il pagamento del contributo di connessione e che, qualora successivamente alla richiesta, entro un termine di dieci anni, alcune porzioni di impianti di rete per la connessione cambino destinazione (nel senso che siano utilizzate per la connessione di una pluralità di soggetti), il gestore di rete debba retrocedere pro-quota, in funzione del costo relativo alle porzioni interessate e delle capacità sottoscritte dai diversi soggetti, i contributi precedentemente riscossi (con l'effetto di operare una ripartizione dei costi infrastrutturali tra i soggetti che ne beneficiano);
 - e) prevedendo procedure sostitutive in caso di inerzia del gestore, nonché procedure di risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete;
3. pongono in capo ai produttori la responsabilità dell'installazione e manutenzione dei sistemi di misura della quantità e della qualità del biometano prodotto ai fini dell'immissione in rete, coerentemente con quanto previsto per le immissioni in rete di produzioni nazionali di gas naturale, ricomprendendo nel perimetro degli impianti d'utenza (nella responsabilità del produttore) le apparecchiature funzionali al controllo di qualità del biometano, le apparecchiature per la compressione del biometano fino alla pressione di consegna e l'eventuale stoccaggio di volumi non ricevibili dalle reti, nonché i misuratori in uscita dall'impianto di produzione e prevedendo che i costi ad essi connessi siano, conseguentemente, a carico dei produttori, anche per quanto concerne le successive attività di controllo e manutenzione;
 4. pongono, viceversa, in capo ai gestori di rete la responsabilità delle attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure di quantità e qualità del biometano immesso in rete;
 5. stabiliscono che, nel caso di immissioni nella rete di trasporto, le tariffe per l'uso della rete siano determinate sulla base delle stesse condizioni applicate alle immissioni da produzioni nazionali di gas; mentre, non prevedono alcun corrispettivo di distribuzione nel caso di immissioni nelle reti di distribuzione;
- l'Autorità, con la deliberazione 210/2015/R/gas, ha approvato le "Direttive in tema di processi di mercato relativi all'immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale", prevedendo che sia definito un nuovo punto di *entry*

della rete di trasporto per ogni impianto di produzione direttamente connesso a tale rete e che le immissioni da impianti di produzione allacciati a rete di distribuzione siano, viceversa, riconducibili ad un unico punto di entrata virtuale, denominato PIV, a prescindere dalla loro localizzazione;

- l'Autorità, con la deliberazione 215/2025/R/gas, con riferimento agli sconti sulla tariffa di trasporto per i gas rinnovabili e a basse emissioni di cui all'articolo 18 del regolamento 2024/1789, anche tenuto conto delle previsioni del paragrafo 5, lettera b), del medesimo articolo 18, ha ritenuto necessaria, in virtù dell'esistenza in Italia di differenti meccanismi di sostegno alternativi alla produzione dei medesimi gas rinnovabili, l'introduzione di una deroga all'applicazione dei medesimi sconti evidenziando che l'applicazione di tale deroga potrà, comunque, essere rivalutata in occasione di un più generale riassetto della disciplina delle connessioni per tali impianti di produzione di biometano.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 1, comma 933, della legge 199/25, entrato in vigore il 1 gennaio 2026 e recante disposizioni normative in materia di collegamento degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale, sostituisce *in toto* l'articolo 20 del decreto legislativo 28/11, prevedendo che:
 1. *Le imprese che svolgono attività di trasporto e distribuzione di gas naturale sono tenute ad allacciare alla propria rete sia gli impianti di produzione di biometano realizzati ex novo sia quelli risultanti dalla riqualificazione di preesistenti impianti di produzione di biogas, secondo le regole stabilite dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambienti (ARERA).*
 2. *Entro quarantacinque giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA aggiorna la propria regolazione relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi ai sensi del comma 1.*
 3. *Gli atti di regolazione di cui al comma 2, nel rispetto delle esigenze di sicurezza fisica e di funzionamento del sistema di trasporto e distribuzione di gas:*
 - a) *stabiliscono le caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas, necessarie per l'immissione nelle reti;*
 - b) *prevedono la realizzazione, anche congiunta fra diversi operatori se ritenuto maggiormente efficiente sotto il profilo tecnico ovvero economico, dei necessari interventi di potenziamento della rete gas esistente per una maggiore integrazione tra le reti di trasporto e di distribuzione, tramite l'impiego di tecnologie per il superamento degli attuali limiti infrastrutturali di accettabilità del biometano nelle reti per favorire un ampio utilizzo del biometano; a tal fine, l'allacciamento non discriminatorio alla rete degli impianti di produzione di biometano di cui al comma 1 dovrà risultare coerente con criteri di fattibilità tecnici ed*

economici ed essere compatibile con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza, fermo restando che i costi associati allo sviluppo e all'adeguamento della rete esistente restano a carico degli operatori di rete;

- c) definiscono le modalità di ripartizione dei costi, tra tutti i produttori che ne beneficiano, delle opere di connessione degli impianti di produzione di biometano alla rete gas; le modalità di ripartizione, basate su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori, tengono conto dei benefici che i produttori già connessi e quelli collegatisi successivamente traggono dalle connessioni;*
 - d) stabiliscono, ai fini del perseguimento degli obiettivi legati alla transizione energetica individuati dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), che una quota pari al 70 per cento dei costi degli investimenti di connessione alle reti di trasporto o di distribuzione e al 100 per cento dei costi relativi ai sistemi di misura di cui alla lettera h) e dei costi relativi alla compressione, siano attribuiti ai gestori dei sistemi di trasporto o di distribuzione in relazione alla soluzione di connessione individuata, mentre la restante parte, pari al 30 per cento, dei costi degli investimenti di connessione ricada in capo ai produttori;*
 - e) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per il collegamento alla rete del gas naturale degli impianti di produzione di biometano;*
 - f) fissano le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione e la realizzazione della soluzione definitiva di allacciamento;*
 - g) sottopongono a termini perentori le attività poste a carico dei gestori di rete, individuando sanzioni e procedure sostitutive in caso di inerzia;*
 - h) definiscono un assetto dei sistemi di misura e di controllo della qualità funzionale a minimizzare i costi complessivi degli interventi da realizzare, garantendo il rispetto delle norme tecniche e delle esigenze di sicurezza delle reti di trasporto e di distribuzione;*
 - i) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per l'allacciamento di nuovi impianti;*
 - l) prevedono procedure di risoluzione delle controversie insorte fra produttori e gestori di rete con decisioni, adottate dalla stessa ARERA, vincolanti fra le parti;*
 - m) stabiliscono le misure necessarie affinché l'imposizione tariffaria dei corrispettivi posti a carico del soggetto che immette in rete il biometano sia improntata al criterio di allocazione dei costi su scala nazionale.”;*
- le previsioni di cui all'articolo 20, comma 3, lettere a), b), c), e), f), g) e l), del decreto legislativo 28/11 – come risultante dall'entrata in vigore, a decorrere dal 1 gennaio 2026, dell'articolo 1, comma 933, della legge 199/25 – sono già implementate nella

regolazione vigente (cioè nella versione attualmente vigente delle Direttive per le connessioni di impianti di biometano di cui all'Allegato A alla deliberazione 27/2019/R/gas), in parte perché tali previsioni erano già presenti nella precedente versione dell'articolo 20 del decreto legislativo 28/11 e in parte per effetto di scelte autonome dell'Autorità in forza dei poteri conferiti alla medesima dalla legge 481/95;

- la sostituzione *in toto* dell'articolo 20 del decreto legislativo 28/11 – a seguito dell'entrata in vigore dell'articolo 1, comma 933, della legge 199/25 – comporta che non sia più prevista la possibilità (esistente fino al 31 dicembre 2025) che i produttori di biometano richiedano la realizzazione in proprio degli impianti di rete necessari per la connessione del proprio impianto di produzione di biometano.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- il decreto ministeriale 15 settembre 2022 ha introdotto nuove misure di sostegno alla produzione di biometano immessa nella rete del gas naturale in attuazione dell'articolo 11 del decreto legislativo 199/21;
- l'articolo 12 del decreto ministeriale 15 settembre 2022 prevede che:
 - *“Gli importi riconosciuti dal GSE per l'erogazione della tariffa incentivante per il biometano immesso nella rete del gas naturale per usi nel settore trasporti, al netto delle entrate derivanti dalla vendita del biometano e dei ricavi derivanti dalla vendita delle garanzie di origine, sono posti a carico dei soggetti obbligati all'immissione in consumo di biocarburanti di cui al decreto ministeriale 10 ottobre 2014, in proporzione alle rispettive quote d'obbligo, secondo modalità stabilite nell'ambito delle procedure applicative di cui al comma 2. Eventuali disequilibri transitori tra le somme riconosciute dal GSE ai fini dell'erogazione delle tariffe incentivanti previste dal presente decreto e dal decreto ministeriale 2 marzo 2018 e le somme dovute, al medesimo GSE, da parte dei soggetti di cui al primo periodo, sono posti a carico del gettito delle componenti tariffarie del gas naturale secondo modalità definite dall'ARERA” (cfr. comma 8);*
 - *“Gli importi riconosciuti dal GSE per l'erogazione della tariffa incentivante per il biometano immesso nella rete del gas naturale per altri usi di cui al presente decreto, al netto delle entrate derivanti dalla vendita del biometano e dei ricavi derivanti dalla vendita delle garanzie di origine, sono posti a carico del gettito della componente tariffaria «RE/REt» del gas naturale secondo modalità definite dall'ARERA” (cfr. comma 9).*

RITENUTO CHE:

- non sia necessario modificare ulteriormente le Direttive per le connessioni di impianti di biometano vigenti (Allegato A alla deliberazione 27/2019/R/gas) per effetto delle disposizioni normative previste dall'articolo 20, comma 3, lettere a), b), c), e), f), g) e l), del decreto legislativo 28/11 – nella versione che deriva dall'articolo 1, comma 933, della legge 199/25;

- alcune disposizioni normative previste dall'articolo 20, comma 3, del decreto legislativo 28/11 non già presenti nella regolazione vigente possano essere introitate in essa senza bisogno di ulteriori specifiche e che, pertanto, non sia necessaria una consultazione preventiva, ai sensi dell'articolo 1, comma 1.3, dell'Allegato A alla deliberazione 649/2014/A; e che pertanto sia possibile modificare la regolazione vigente prevedendo che:
 - la quota del contributo di connessione di cui all'articolo 17 delle Direttive per le connessioni di impianti di biometano posta in capo al richiedente la connessione alla rete gas di un impianto di biometano sia pari al 30%, mentre il restante 70% sia posto a carico dei gestori dei sistemi di trasporto o di distribuzione in relazione alla soluzione di connessione individuata;
 - il gestore di rete individui e pubblici, anche nel proprio sito internet, le condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per la connessione di nuovi impianti di produzione di biometano;
 - sia eliminata dalla regolazione vigente la possibilità di realizzazione in proprio, da parte del produttore di biometano richiedente la connessione, degli impianti di rete necessari per la connessione alle reti del gas naturale con obbligo di connessione di terzi del proprio impianto di produzione di biometano;
- benché non siano necessarie modifiche alla regolazione vigente, sia opportuno esplicitare che, come attualmente già previsto:
 - i costi di rinforzo, adeguamento e sviluppo delle reti del gas naturale nonché di realizzazione delle cabine REMI bidirezionali o di infrastrutture di interconnessione tra reti di distribuzione del gas naturale determinati in esito alla procedura di individuazione della soluzione tecnica di connessione ottimale per il sistema di cui al punto 2. della deliberazione 131/2024/R/gas siano posti in capo alle imprese distributrici competenti;
 - nell'ambito della procedura di connessione, ai fini dell'identificazione della soluzione di connessione più efficiente, siano valutate anche eventuali soluzioni che prevedano la realizzazione di gasdotti di interconnessione tra imprese distributrici confinanti site in prossimità dell'impianto di produzione di biometano oggetto della richiesta di connessione e che a tal fine Snam dia evidenza all'impresa distributtrice competente (impresa distributtrice nel cui ambito di competenza sorgerà l'impianto di produzione di biometano oggetto della richiesta di connessione) della presenza di altre reti con potenziale capacità di immissione;
- sia opportuno avviare contestualmente un procedimento, da concludere entro il 31 dicembre 2026, al fine di:
 - implementare le rimanenti disposizioni normative previste dall'articolo 1, comma 933, della legge 199/25 non già disciplinate dalla regolazione vigente. In particolare, occorre:
 - i. determinare le modalità di riconoscimento del 100% dei costi di investimento (CAPEX) e dei costi di gestione e manutenzione (OPEX)

- relativi all'attività di compressione del biometano e ai sistemi di misura, coerentemente con quanto sarà previsto dal successivo punto ii.;
- ii. valutare se l'assetto dei sistemi di misura e di controllo della qualità attualmente vigente consente di minimizzare i costi complessivi degli interventi da realizzare garantendo il rispetto delle norme tecniche e delle esigenze di sicurezza delle reti di trasporto e di distribuzione gas, al fine di individuare eventuali innovazioni regolatorie;
 - iii. definire le misure necessarie affinché i costi di connessione allocati alla collettività per effetto delle nuove disposizioni normative trovino copertura su base nazionale;
- effettuare un intervento ricognitivo funzionale a verificare se e quali elementi insiti nella regolazione vigente e richiamati dall'articolo 1, comma 933, della legge 199/25 necessitino di eventuali efficientamenti;
 - sia opportuno individuare il responsabile del procedimento nel Direttore della Direzione Mercati Energia dell'Autorità con il supporto del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità e del Direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia dell'Autorità per quanto di rispettiva competenza;
 - sia opportuno prevedere che le disposizioni regolatorie previste dal presente provvedimento che modificano e integrano l'Allegato A alla deliberazione 27/2019/R/gas si applichino nel solo caso di richieste di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale presentate, ai sensi del comma 7.1 delle Direttive per le connessioni di impianti di biometano vigenti, a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento;
 - sia necessario, pertanto, prevedere che nel sito internet dell'Autorità siano pubblicati:
 - l'Allegato A alla deliberazione 27/2019/R/gas relativo alle richieste di connessione presentate prima della data di entrata in vigore del presente provvedimento e
 - l'Allegato A alla deliberazione 27/2019/R/gas integrato ai sensi del presente provvedimento e relativo alle richieste di connessione presentate dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento;
 - sia opportuno confermare quanto già stabilito dalla deliberazione 215/2025/R/gas, con riferimento agli sconti sulla tariffa di trasporto per i gas rinnovabili e a basse emissioni di cui all'articolo 18 del regolamento 2024/1789, rimandando alla conclusione del procedimento avviato con il presente provvedimento ogni altra valutazione in merito.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- dare mandato al Direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia dell'Autorità per la definizione delle modalità di rendicontazione alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA) da parte del Gestore dei Servizi Energetici (di seguito: GSE) degli importi di cui all'articolo 12, comma 9, del decreto ministeriale 15 settembre 2022, nonché degli eventuali disequilibri transitori di cui al comma 8 del medesimo articolo, ai fini della copertura mediante l'utilizzo del "Fondo

per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale” di cui all’articolo 75 della RTDG

DELIBERA

1. di modificare l’Allegato A alla deliberazione 27/2019/R/gas nei seguenti punti:
 - all’articolo 6, comma 6.1, la lettera e) è sostituita con la seguente lettera: “
e) le condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per la connessione di nuovi impianti di produzione di biometano;”;
 - all’articolo 8, comma 8.2, le parole “e/o di realizzare in proprio i medesimi impianti di connessione alla rete” sono eliminate;
 - all’articolo 9, comma 9.2, alla fine della lettera e) sono aggiunte le seguenti parole: “l’evidenza che il richiedente deve pagare il 30% dell’importo complessivo di cui alla presente lettera”;
 - all’articolo 9, comma 9.2, la lettera m) è eliminata;
 - all’articolo 11, comma 11.1, la lettera b) è eliminata;
 - l’articolo 13 è eliminato;
 - all’articolo 17, comma 17.1 le parole “ α è un coefficiente di riduzione che assume valore pari 0,8” sono sostituite con le seguenti parole: “ α è un coefficiente di riduzione che assume valore pari 0,3”;
2. di dare mandato a Snam Rete Gas S.p.A. di aggiornare la procedura di individuazione della soluzione di connessione ottimale per il sistema di cui al punto 2. della deliberazione 131/2024/R/gas, al fine di meglio esplicitare che nell’ambito di tale procedura, ai fini della valutazione della soluzione di connessione più efficiente, siano analizzate anche eventuali soluzioni che prevedono la realizzazione di gasdotti di interconnessione tra imprese distributrici confinanti site in prossimità dell’impianto di produzione di biometano oggetto della richiesta di connessione; di prevedere, altresì, che, a tal fine, Snam Rete Gas S.p.A. dia evidenza all’impresa distributtrice competente (impresa distributtrice nel cui ambito di competenza sorgerà l’impianto di produzione di biometano oggetto della richiesta di connessione) della presenza di altre reti con potenziale capacità di immissione;
3. di avviare un procedimento, da concludere entro il 31 dicembre 2026, al fine di:
 - a) implementare le disposizioni normative previste dall’articolo 1, comma 933, della legge 199/25 non già disciplinate dalla regolazione vigente. In particolare, occorre:
 - i. determinare le modalità di riconoscimento del 100% dei costi relativi all’attività di compressione del biometano e ai sistemi di misura, coerentemente con quanto sarà previsto dal successivo punto ii.;
 - ii. valutare se l’assetto dei sistemi di misura e di controllo della qualità attualmente vigente consente di minimizzare i costi complessivi degli interventi da realizzare garantendo il rispetto delle norme tecniche e delle

- esigenze di sicurezza delle reti di trasporto e di distribuzione gas, al fine di individuare eventuali innovazioni regolatorie;
- iii. definire le misure necessarie affinché i costi di connessione allocati alla collettività per effetto delle nuove disposizioni normative trovino copertura su base nazionale;
- b) effettuare una ricognizione funzionale a verificare se e quali elementi insiti nella regolazione vigente e richiamati dall'articolo 1, comma 933, della legge 199/25 necessitino di eventuali efficientamenti;
4. di individuare il responsabile del procedimento nel Direttore della Direzione Mercati Energia dell'Autorità con il supporto del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità e del Direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia dell'Autorità per quanto di rispettiva competenza;
 5. nel caso di richieste di connessione di impianti di biometano alle reti del gas naturale presentate prima della data di entrata in vigore del presente provvedimento, si applica l'Allegato A alla deliberazione 27/2019/R/gas, come modificato ed integrato con le deliberazioni 64/2020/R/gas, 179/2022/R/gas, 220/2023/R/gas e 131/2024/R/gas;
 6. nel caso di richieste di connessione di impianti di biometano alle reti del gas naturale presentate dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento, si applica l'Allegato A alla deliberazione 27/2019/R/gas, come modificato ed integrato con le deliberazioni 64/2020/R/gas, 179/2022/R/gas, 220/2023/R/gas, 131/2024/R/gas e ai sensi del punto 1.;
 7. di rimandare la definizione di eventuali sconti sulla tariffa di trasporto per i gas rinnovabili e a basse emissioni di cui all'articolo 18 del regolamento 2024/1789 in esito alla conclusione del procedimento avviato con la presente deliberazione;
 8. di dare mandato al Direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia dell'Autorità per la definizione delle modalità di rendicontazione a CSEA da parte del GSE degli importi di cui all'articolo 12, comma 9, del decreto ministeriale 15 settembre 2022, nonché degli eventuali disequilibri transitori di cui al comma 8 del medesimo articolo, ai fini della copertura mediante l'utilizzo del "Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale" di cui all'articolo 75 della RTDG;
 9. di trasmettere la presente deliberazione al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e a Snam Rete Gas S.p.A.;
 10. di pubblicare la presente deliberazione, nonché l'Allegato A alla deliberazione 27/2019/R/gas, come modificato ed integrato con le deliberazioni 64/2020/R/gas, 179/2022/R/gas, 220/2023/R/gas, 131/2024/R/gas e con la presente deliberazione, nel sito internet dell'Autorità www.arera.it.

10 marzo 2026

IL PRESIDENTE
Nicola Dell'Acqua