

DELIBERAZIONE 29 LUGLIO 2025
361/2025/R/GAS

AGGIORNAMENTO DELLA COMPONENTE OVD A COPERTURA DEI COSTI DI COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO E DISPOSIZIONI IN MERITO ALL'ELEMENTO OTCA A COPERTURA DEI COSTI DI TRASPORTO PER I GAS DIVERSI DAL GAS NATURALE. MODIFICHE AL TIVG

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1350^a riunione del 29 luglio 2025

VISTI:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, come da ultimo modificato e integrato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 14 marzo 2023, 100/2023/R/gas (di seguito: TIVG);
- la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020 – 2025, come da ultimo modificato e integrato con la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas (di seguito: RTDG);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas (di seguito: deliberazione 662/2015/R/gas);
- la deliberazione dell'Autorità 10 novembre 2016, 651/2016/R/gas;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2019, 573/2019/R/gas;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2021, 627/2021/R/gas;
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2022, 660/2022/R/gas (di seguito: deliberazione 660/2022/R/gas);
- la comunicazione di Gaxa S.p.A. del 18 ottobre 2023, prot. Autorità n. 65258 del 18 ottobre 2023;
- la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2024, 230/2024/R/gas (di seguito: deliberazione 230/2024/R/gas) per l'adozione di provvedimenti funzionali alla revisione delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale;
- la deliberazione dell'Autorità 28 novembre 2024, 513/2024/R/com;
- la deliberazione dell'Autorità 25 marzo 2025, 109/2025/R/gas (di seguito: deliberazione 109/2025/R/gas);
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2025, 126/2025/R/gas;
- il documento per la consultazione 17 dicembre 2024, 561/2024/R/gas, recante *“Orientamenti dell'Autorità in materia di aggiornamento della componente relativa*

all’approvvigionamento del gas di petrolio liquefatto (GPL). Orientamenti per la revisione della regolazione” e le osservazioni pervenute;

- il documento per la consultazione 18 giugno 2025, 258/2025/R/gas, recante “*Mercato dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate. Orientamenti per la revisione delle modalità di determinazione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio e dell’elemento QTCA a copertura dei costi di trasporto*” (di seguito: documento per la consultazione 258/2025/R/gas) e le osservazioni pervenute.

CONSIDERATO CHE:

- l’articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 481/95 intesta all’Autorità il potere di emanare direttive concernenti la produzione e l’erogazione dei servizi di pubblica utilità nei settori dell’energia elettrica e del gas, ivi compresa la vendita al dettaglio;
- il TIVG disciplina, tra l’altro, le condizioni economiche di fornitura dei gas di petrolio liquefatti (di seguito: GPL) e dei gas manifatturati distribuiti a mezzo di reti canalizzate, prevedendo l’applicazione ai clienti finali di tre componenti unitarie a remunerazione del servizio:
 - a) componente relativa all’approvvigionamento;
 - b) componenti relative al servizio di distribuzione e misura che corrispondono alle rispettive componenti fissate dall’Autorità ai sensi della RTDG;
 - c) componente relativa alla vendita al dettaglio per i gas diversi dal gas naturale (QVD_{gpl} e $QVD_{gasmanifatturati}$) articolata nella sola quota fissa (euro/PDR/anno) e con validità biennale;
- l’articolo 20, comma 1, del TIVG prevede che la componente relativa all’approvvigionamento di cui alla lettera a) per i GPL sia data dalla somma dei seguenti elementi, espressi in euro/GJ:
 - i. $QEPROPMC$, a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima dei GPL;
 - ii. ACC a copertura dei costi di approvvigionamento per la quota relativa alle accise del servizio di fornitura del GPL per uso combustione;
 - iii. $QTCA_{i,t}$ a copertura dei costi di trasporto, differenziato per ciascun ambito gas diversi (ambito gas diversi è l’ambito tariffario definito ai sensi dell’articolo 1 della RTDG).

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con riferimento alle modalità di determinazione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio (di seguito: QVD gas diversi), la deliberazione 662/2015/R/gas (che da ultimo ha definito la metodologia di quantificazione oggi vigente) ha mutuato i criteri di quantificazione previsti per il gas naturale, pur tenendo conto delle differenze che caratterizzano i due settori in termini di minori vincoli regolatori in capo agli esercenti la vendita i gas diversi dal naturale e di assenza di concorrenza, prevedendo, in particolare, di:

- i. non riconoscere, tra i costi operativi, gli oneri di morosità dei clienti finali in quanto si era ritenuto che l'assenza di concorrenza per la fornitura del servizio di vendita rendesse trascurabile l'entità del rischio di credito legato alla possibilità di cambio del fornitore a cui è esposto l'esercente la vendita di gas diversi dal gas naturale tramite reti canalizzate;
 - ii. utilizzare, per la quantificazione dei costi operativi diversi dalla morosità, i dati contabili e le informazioni disponibili per il settore del gas naturale, in considerazione delle ricorrenti difficoltà circa la possibilità di raccogliere informazioni sufficientemente analitiche e attendibili dai bilanci di esercizio con riferimento all'attività di vendita di gas diversi dal gas naturale ed escludere dal riconoscimento le spese sostenute per le politiche di *marketing* e acquisizione della clientela, in ragione dell'impossibilità per i clienti di cambiare fornitore;
 - iii. quantificare il livello del capitale investito netto (CIN) e la sua remunerazione, in assenza di dati analitici per il settore dei gas diversi dal gas naturale, adottando la stessa metodologia adoperata per l'attività di commercializzazione della vendita di gas naturale, escludendo tuttavia dal calcolo del capitale investito gli effetti dovuti ai ritardi nei pagamenti da parte della clientela in quanto, nel caso della vendita di gas diversi, non sono previste le medesime regole in tema di azioni di messa in mora, sospensione o interruzione della fornitura di cui al TIMG poste a tutela del cliente finale;
- con la citata deliberazione è stato fissato l'attuale valore della componente *QVD* gas diversi, pari a 36,00 euro/PDR/anno, in vigore fino al 31 dicembre 2025 ed è stata altresì concessa agli esercenti la facoltà di richiedere, previa istanza giustificata, l'applicazione alla propria clientela di un diverso valore, a fronte della certificazione di eventuali ulteriori costi relativi all'attività di vendita non già coperti dal livello della suddetta componente;
 - con riferimento all'elemento *QTCA* l'attuale regolazione, contenuta nel TIVG, prevede che i valori base dell'elemento *QTCA* a copertura dei costi di trasporto, definiti dagli esercenti la vendita e differenziati per ciascun ambito gas diversi, siano aggiornati dai medesimi esercenti all'inizio di ciascun anno solare applicando, all'elemento *QTCA* relativo al precedente anno solare, un tasso di variazione medio annuo pubblicato dall'Autorità che tiene conto dell'inflazione rilevata dall'ISTAT per i prezzi al consumo e il gasolio dei mezzi di trasporto.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- con la deliberazione 230/2024/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla revisione delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale, che persegua quali obiettivi la revisione delle modalità:
 - a) di aggiornamento mensile dell'elemento *QEPROPMC* prevedendo il superamento del differimento temporale tra quotazioni della materia prima prese a riferimento (*M-1*) e il mese oggetto di aggiornamento (*M*);

- b) di aggiornamento dell'elemento $QTCA_{i,t}$, affinché sia idoneo a coprire i costi efficienti di trasporto sostenuti dagli esercenti la vendita di GPL;
- c) di definizione della componente QVD gas diversi, al fine di allineare il relativo valore ai costi efficienti di gestione commerciale dei clienti sostenuti dagli esercenti la vendita di gas diversi;
- con la deliberazione 109/2025/R/gas, l'Autorità ha provveduto alla revisione delle modalità di aggiornamento mensile delle componenti $QEPROPMC$ a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima del GPL, fermo restando il paniere dei prodotti internazionali utilizzati allo scopo;
- con il documento per la consultazione 258/2025/R/gas sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità finalizzati a rivedere le attuali metodologie di determinazione:
 - A. della componente QVD gas diversi con riferimento ad alcuni aspetti puntuali dell'attuale regolazione, che mirano a contemperare la duplice esigenza, da un lato di copertura dei costi sostenuti dagli esercenti per la gestione del rapporto contrattuale con i clienti finali e, dall'altro, di promozione di una gestione efficiente di tale attività, a beneficio dei clienti finali;
 - B. dell'elemento $QTCA$ a copertura dei costi di trasporto del GPL fino all'imbocco nelle reti canalizzate;
- in particolare, il documento di consultazione 258/2025/R/gas prospetta, con riferimento alla metodologia di calcolo della componente QVD gas diversi, gli orientamenti dell'Autorità in merito alle modalità di determinazione delle seguenti voci di costo internalizzate nella componente in questione:
 - A.1 oneri di morosità;
 - A.2 costi operativi diversi dalla morosità;
 - A.3 remunerazione del CIN e IRAP;
- con specifico riferimento alle modalità di riconoscimento degli oneri di morosità (*sub* A.1), nel documento per la consultazione 258/2025/R/eel si delinea, in discontinuità con il passato e in analogia con quanto previsto per il gas naturale, di riconoscere tali oneri in misura percentuale rispetto al fatturato atteso, prendendo a riferimento il tasso di mancato incasso delle fatture (di seguito: *unpaid ratio*) trascorso un periodo di 24 mesi dalla loro emissione e con modalità atte ad incentivare l'efficientamento nelle politiche di gestione del credito. In particolare, ai fini della quantificazione dell'ammontare da riconoscere si prospetta di:
 - i. determinare il livello di *unpaid ratio* prendendo a riferimento i dati di fatturato (riferiti all'anno 2022) e relativo incasso trascorsi 24 mesi, dichiarati da un campione rappresentativo degli operatori del settore e corretto per i miglioramenti di efficienza;
 - ii. quantificare il livello di fatturato atteso cui applicare il suddetto livello di *unpaid ratio* considerando sia la stima del livello dei prezzi atteso nel periodo di applicazione della componente QVD gas diversi sia la riduzione media stimata per il 2025, sulla base dei dati forniti dal campione, del numero di clienti serviti e dei volumi erogati;

- con riferimento ai costi operativi diversi dalla morosità (*sub A.2*), nel documento per la consultazione 258/2025/R/gas si prospetta la conferma dell'impostazione metodologica già seguita in precedenza per la determinazione della *QVD* gas diversi, prevedendo di integrare l'analisi con i conti annuali separati dei venditori di gas naturale, presupponendo una sostanziale analogia nelle attività di gestione del rapporto contrattuale con il cliente finale, pur tenendo conto delle differenze tra i due settori; tale scelta si rende necessaria in considerazione delle difficoltà riscontrate nel disporre di dati di bilancio sufficientemente analitici e attendibili per stimare i costi specifici della vendita di gas diversi dal naturale, a causa della limitata disponibilità di dati e della presenza di valori disomogenei o anomali; inoltre si conferma l'orientamento teso all'esclusione dei costi di *marketing* e acquisizione clienti dal perimetro dei costi riconosciuti nella *QVD* gas diversi, in quanto le caratteristiche delle reti alimentate con gas diversi dal gas naturale escludono del tutto la possibilità per la clientela finale di cambiare fornitore;
- con riferimento alle modalità di riconoscimento della remunerazione del CIN e dell'IRAP (*sub A.3*), il documento per la consultazione 258/2025/R/gas prospetta di:
 - i. continuare ad applicare una metodologia di determinazione del CIN in maniera parametrica, coerente con quella già adottata per il settore del gas naturale, stimando l'esigenza di cassa a partire dall'esposizione media complessiva dell'esercente la vendita di gas diversi dal gas naturale e tenendo conto degli importi fatturati e definendo la sua remunerazione applicando la metodologia del *Weighted Average Cost of Capital* (di seguito: *WACC*) con un tasso pari al 7,6%, inferiore a quello del gas naturale, per via del minor rischio competitivo degli esercenti la vendita di gas diversi dal naturale; il fatturato atteso di riferimento per il calcolo dell'esposizione finanziaria sarebbe determinato in maniera del tutto coerente con quello utilizzato per la determinazione dei costi di morosità (*sub A.1*, punto ii.);
 - ii. con riferimento all'IRAP, in assenza di dati rinvenibili dai bilanci di esercizio del campione di operatori analizzato, adottare prudenzialmente lo stesso livello di riconoscimento previsto per la componente *QVD* del gas naturale;
- inoltre, sempre con riferimento alla componente *QVD* gas diversi, il documento per la consultazione 258/2025/R/gas prevede:
 - i. di confermare la possibilità per gli operatori di presentare, entro il 31 ottobre 2025, un'istanza motivata di revisione del valore della medesima componente in caso di scostamenti significativi rispetto ai valori riconosciuti, corredando tale istanza di dati contabili aggiornati relativi ai costi e ricavi operativi (esclusi quelli per acquisizione clientela e *marketing*) certificati da una relazione della società di revisione legale, con obbligo di rettifica per eliminare eventuali componenti straordinarie o non attinenti all'attività di commercializzazione, e che l'eventuale riconoscimento possa riguardare esclusivamente i costi operativi diversi dalla morosità, perseguendo l'obiettivo di coprire i costi efficienti effettivi;
 - ii. che in caso di accoglimento dell'istanza di cui al precedente punto successivamente al 1° gennaio 2026, il nuovo valore della componente *QVD* gas

- diversi sia applicato alla clientela a decorrere dal primo mese successivo alla determinazione dell’Autorità, includendo anche un conguaglio atto a garantire la copertura, su base annua, della differenza tra il valore riconosciuto e quello transitoriamente applicato;
- iii. la periodicità biennale dell’aggiornamento della predetta componente, sulla base di una raccolta dati riferita ai principali elementi tecnico-economici rilevanti (quali costi operativi e oneri per morosità) al fine di disporre di un quadro informativo aggiornato;
- con riferimento all’elemento *QTCA*, il documento per la consultazione 258/2025/R/gas prospetta l’adozione di nuove modalità per la determinazione del costo riconosciuto per i costi di trasporto, introducendo una formula di calcolo della *QTCA* in grado di tenere conto dei costi medi efficienti e delle specificità delle diverse aree geografiche del paese interessate dalla distribuzione del GPL a mezzo di reti canalizzate, consentendo al contempo un aggiornamento “automatico” annuale dell’elemento *QTCA* sulla base di dati pubblici;
 - per la definizione della nuova metodologia di determinazione della *QTCA* l’Autorità si è avvalsa della società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. (di seguito: RSE) sulla base di quanto prospettato nel documento per la consultazione 561/2024/R/gas e in forza del Disciplinare di avvalimento adottato con la deliberazione 620/2022/A;
 - più nel dettaglio, il documento per la consultazione 258/2025/R/gas prospetta, sulla base delle analisi effettuate da RSE (Rapporto allegato alla consultazione), che il valore dei costi riconosciuti per il trasporto dei gas diversi fino all’imbocco in rete (*QTCA*) sia determinato su base annuale solare sommando tre componenti a copertura dei costi (espressi in euro/GJ):
 - B.1 del trasporto navale internazionale;
 - B.2 di stoccaggio del combustibile (comprendente affitti, gestione e assicurazioni);
 - B.3 del trasporto nazionale, ovvero dei costi sostenuti per il trasporto su gomma in territorio nazionale fino all’immissione del GPL in rete, (costi legati al carburante, pedaggi, personale e logistica del primo tratto di distribuzione);
 - per ultimo, con riferimento alla data di efficacia delle misure di cui al presente provvedimento, il documento per la consultazione 258/2025/R/gas prospetta che il nuovo valore sia della componente *QVD* gas diversi sia dell’elemento *QTCA* trovi applicazione a partire dal 1° gennaio 2026.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- in risposta al documento per la consultazione 258/2025/R/gas sono pervenute osservazioni da parte di 2 esercenti la vendita di gas diversi dal gas naturale e di 2 associazioni loro rappresentative;
- con riferimento agli orientamenti riguardanti la metodologia di quantificazione della componente *QVD* gas diversi (*sub A.*), i rispondenti alla consultazione hanno valutato positivamente, in linea generale, l’intervento prospettato di revisione della stessa, pur avanzando al contempo alcune proposte di modifica di taluni aspetti puntuali, nel seguito precisate; al contempo, tutti i rispondenti hanno sottolineato le

criticità del contesto in cui tali imprese operano sia per ragioni strutturali (ridotta dimensione del mercato, dispersione territoriale dei clienti serviti), sia per l'esposizione a fenomeni di sostituzione da parte di fonti alternative più economiche sostenute da incentivi pubblici;

- con specifico riferimento alle modalità di riconoscimento degli oneri di morosità internalizzati nella componente *QVD* gas diversi (*sub* A.1), tutti i rispondenti alla consultazione hanno accolto con favore l'orientamento dell'Autorità di tenere conto anche di questa voce di costo nell'ambito della quantificazione della componente in parola; ciononostante, un esercente la vendita di gas diversi e un'associazione rappresentativa dei venditori stessi hanno segnalato che il livello di *unpaid ratio* corretto per i miglioramenti di efficienza attesi da internalizzare nella componente *QVD* gas diversi, prospettato nel documento di consultazione, risulti sottostimato rispetto alla morosità effettiva, ritenuta molto più elevata a causa del maggiore rischio di insolvenza della clientela e delle caratteristiche dei territori serviti; i medesimi soggetti hanno pertanto richiesto l'applicazione di un diverso livello di *unpaid ratio* e proposto un meccanismo di perequazione basato su un livello medio effettivo di *unpaid ratio* su base regionale, così da evitare penalizzazioni per gli operatori attivi in aree con tassi di morosità più elevati, ritenendo che un livello unico di *QVD* non permetta di riflettere correttamente le differenze territoriali presenti;
- con riferimento agli altri costi operativi diversi dalla morosità (*sub* A.2), due intervenuti alla consultazione (un esercente la vendita di gas diversi e un'associazione rappresentativa dei venditori stessi) hanno manifestato la propria contrarietà all'utilizzo dei dati desumibili dai conti annuali separati dei venditori di gas naturale per la quantificazione dei predetti costi, evidenziando le significative differenze strutturali e operative del settore gas diversi rispetto a quello del gas naturale, con la conseguente diversa struttura di costi e con costi operativi non ripartibili su una base ampia di clienti; gli stessi hanno pertanto proposto che il calcolo della componente *QVD* avvenga su istanza di parte, sulla base di una rendicontazione puntuale e analitica dei costi effettivamente sostenuti, così da garantire una remunerazione coerente con la specificità del servizio; due diversi partecipanti alla consultazione hanno inoltre rimarcato che la presenza di minori vincoli regolatori a carico degli esercenti la vendita di gas diversi dal naturale (ad esempio, in tema di qualità commerciale, modalità di fatturazione e gestione della morosità) non si traduce in minori costi in quanto gli operatori generalmente adottano standard di qualità commerciale analoghi a quelli previsti per il gas naturale, sia in termini di gestione del servizio clienti, sia in relazione alla fatturazione, alla trasparenza e alla gestione delle morosità;
- relativamente alle modalità di riconoscimento della remunerazione del CIN e IRAP (*sub* A.3), gli intervenuti alla consultazione si sono dichiarati favorevoli alla metodologia parametrica prospettata per la determinazione del CIN, evidenziando tuttavia la necessità che il *WACC* venga fissato ad un livello almeno pari a quello applicato al settore del gas naturale e comunque superiore al 7,6% attualmente ipotizzato, al fine di riflettere il maggiore rischio operativo e di mercato cui è soggetta l'attività di vendita di gas diversi, svolta in un contesto caratterizzato da domanda

limitata, dispersione territoriale e concorrenza indiretta di fonti alternative; in merito all'IRAP, è stato condiviso l'orientamento proposto di adottare lo stesso livello di riconoscimento utilizzato per l'aggiornamento della *QVD* del gas naturale;

- inoltre, i rispondenti alla consultazione si sono espressi favorevolmente rispetto alla possibilità di presentare un'istanza motivata di revisione del valore della componente *QVD* gas diversi stabilita dall'Autorità, in caso di scostamenti significativi rispetto ai valori riconosciuti, con le modalità e le tempistiche illustrate nel documento per la consultazione 258/2025/R/gas;
- con riguardo alla periodicità dell'aggiornamento della medesima componente, non è emersa una posizione univoca dal momento che due partecipanti alla consultazione si sono detti favorevoli alla prospettata frequenza biennale di aggiornamento mentre due distinti partecipanti hanno richiesto che la revisione avvenga con cadenza annuale, in considerazione della specificità del settore e della volatilità e complessità del mercato dei gas diversi;
- con riferimento agli orientamenti riguardanti la metodologia di quantificazione dell'elemento *QTCA* gas diversi (*sub B*), i rispondenti alla consultazione hanno ritenuto condivisibile, in linea generale, l'impostazione *cost-based* proposta nella consultazione, pur evidenziando la necessità di rivedere alcuni aspetti puntuali non ritenuti adeguati ad intercettare i reali costi di trasporto applicati nel mercato;
- per quanto concerne i costi del trasporto navale (*sub B.1*), è stato osservato come i canali di approvvigionamento del GPL per il mercato italiano siano prevalentemente rappresentati da paesi del Mediterraneo e in parte da Stati Uniti - Mar del Nord, ragione per la quale non ritengono rappresentativo il riferimento alla tratta Golfo Persico – Giappone, nonché l'inclusione dei costi di attraversamento del canale di Suez, che non rileva ai fini della determinazione del costo di trasporto navale internazionale per l'Italia. Inoltre, è stato evidenziato come il trasporto del GPL nel bacino del Mediterraneo avvenga con l'utilizzo di navi di dimensioni più contenute rispetto alla taglia considerata nello studio RSE;
- con riferimento ai costi dello stoccaggio del combustibile (*sub B.2*), stimati nel Rapporto dell'RSE in 0,053 €/GJ, due dei soggetti intervenuti hanno rappresentato come tale stima sia significativamente inferiore alle tariffe applicate alle imprese per tale servizio;
- relativamente ai costi del trasporto nazionale su gomma (*sub B.3*), è stato osservato quanto segue:
 - i. la determinazione dei costi “logistici” del mercato del GPL proposta non tiene conto del passaggio dal deposito secondario del combustibile, indispensabile per la capillarità della distribuzione, e dei costi a questo associati;
 - ii. la logistica insulare comporterebbe costi aggiuntivi non rilevati nella metodologia proposta, quali il trasporto navale da porti della penisola verso porti insulari. Infatti, si renderebbe spesso necessario, in caso di picchi di domanda, indisponibilità della materia prima o criticità logistiche, il ricorso ad approvvigionamenti *spot* dalla penisola con costi straordinari che, pur non ricorrenti con elevata frequenza, avrebbero un impatto strutturale sull'equilibrio economico della fornitura;

- iii. i coefficienti proposti per la determinazione del costo del trasporto nazionale su gomma pur offrendo un'indicazione di massima risulterebbero incompleti. Pertanto, viene ritenuto opportuno considerare ulteriori elementi strutturali, quali: la frammentazione e dispersione dei punti di consegna; la conformazione geografica (montagna, isole, zone disagiate); la stagionalità dei consumi (che incide sul numero di carichi); le limitazioni alla circolazione dei mezzi pesanti;
- infine, i rispondenti alla consultazione hanno condiviso le tempistiche di efficacia delle misure prospettate nel documento per la consultazione 258/2025/R/gas.

RITENUTO CHE:

- rispetto alle osservazioni a carattere generale pervenute in relazione alla metodologia di calcolo della componente *QVD* gas diversi (*sub A.*), sia opportuno ribadire che la quantificazione della componente in questione deve essere effettuata in modo da coprire i costi connessi alla gestione commerciale del cliente finale, tenendo conto delle specificità del contesto di riferimento ma assicurando al contempo adeguati incentivi all'efficienza operativa nella gestione del servizio, a tutela dei clienti finali;
- in replica alle osservazioni formulate relativamente alle modalità di riconoscimento degli oneri di morosità internalizzati nella componente *QVD* gas diversi (*sub A.1*), occorra evidenziare che l'opportunità di introdurre un percorso di efficientamento della gestione del credito a mezzo della definizione dell'*unpaid ratio* da riconoscere, come peraltro già fatto nel settore del gas naturale, è coerente con l'obiettivo di stimolare l'efficienza nell'erogazione dei servizi; si ritiene infatti che la riscontrata differenziazione dei livelli di *UR* tra gli operatori del campione analizzato, che in alcuni casi si sono rivelati assai diversi anche all'interno della stessa regione e a parità di dimensione dell'operatore, possa essere imputabile non soltanto alle specificità del contesto locale in cui operano le imprese in discorso ma anche a gestioni del credito che possono essere ulteriormente ottimizzate; ciononostante, nello stimare la misura di tale possibilità di efficientamento si ritiene parimenti ragionevole, in coerenza con le osservazioni pervenute, tenere in considerazione le peculiarità del contesto di riferimento, prevedendo un leggero incremento del livello di *unpaid ratio* riconosciuto rispetto a quanto indicato nel documento per la consultazione, nonché valutando eventuali meccanismi correttivi da individuarsi con successivo provvedimento da adottarsi anche sulla base di ulteriori informazioni che si renderanno disponibili;
- rispetto alle osservazioni trasmesse in tema di riconoscimento dei costi operativi diversi dalla morosità (*sub A.2*), si debba precisare che le criticità, in termini di disponibilità e significatività dei dati, emerse dall'analisi dei dati di bilancio trasmessi per il 2023 dagli esercenti la vendita di gas diversi dal naturale, ha reso necessario ricorrere anche ai dati contabili disponibili per il gas naturale per la definizione dei costi da internalizzare nella componente *QVD* gas diversi; al riguardo, si evidenzia che i conti annuali separati redatti secondo la disciplina *unbundling* dell'Autorità costituiscono, ai fini regolatori, una base di dati certificata anche perché soggetti a revisione contabile da parte del soggetto che effettua la revisione legale

del bilancio di esercizio e pertanto la loro disponibilità risulta essenziale per una corretta rilevazione delle grandezze che concorrono alla formazione dei costi operativi degli esercenti la vendita;

- rispetto alle osservazioni formulate con riferimento alle modalità di riconoscimento della remunerazione del CIN (*sub* A.3), si ritiene meritevole di accoglimento la richiesta di allineare il livello del *WACC* adottato per la determinazione della *QVD* gas diversi a quello previsto per l'omologa componente di commercializzazione del gas naturale, espresso in termini nominali, pari al 7,9%, in quanto, benché la vendita di gas diversi dal naturale sia svolta in assenza di concorrenza in termini di impossibilità del cliente di cambiare fornitore è pur sempre soggetta a rischi specifici del settore riconducibili ad una domanda limitata e territorialmente dispersa, esposta alla concorrenza indiretta di fonti alternative più economiche, spesso incentivate da misure pubbliche;
- rispetto alle osservazioni pervenute in merito alla periodicità di aggiornamento, sia opportuno confermare la periodicità biennale così da disporre di un lasso di tempo congruo funzionale alla valutazione dell'efficacia delle misure prospettate ai fini della quantificazione della componente *QVD* gas diversi anche in relazione all'evoluzione del settore in questione nonché in un'ottica di efficacia ed economicità dell'azione amministrativa;
- siano emersi nell'ambito della consultazione relativa alla metodologia di calcolo dell'elemento *QTCA* elementi che rendano opportuno procedere con ulteriori approfondimenti, anche per il tramite di RSE, in merito alla determinazione delle componenti di costo a copertura del trasporto del GPL;
- tenendo conto degli elementi emersi durante la consultazione, sia altresì opportuno valutare la possibilità di modificare il paniere dei prodotti internazionali attualmente utilizzati per l'aggiornamento della componente *QEPROPMC* a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima del GPL, data l'esigenza di garantire coerenza tra tale paniere e i costi del trasporto internazionale (che dipendono dalla provenienza del GPL).

RITENUTO, PERTANTO, OPPORTUNO:

- procedere all'aggiornamento della componente *QVD* gas diversi con effetto dal 1° gennaio 2026;
- determinare il livello della predetta componente confermando i criteri di riconoscimento prospettati nel documento per la consultazione 258/2025/R/gas e richiamati ai precedenti gruppi di considerati;
- prevedere in particolare, relativamente alle modalità di riconoscimento degli oneri di morosità internalizzati nella componente *QVD* gas diversi che:
 - i. la determinazione del tasso di *unpaid ratio* (alla base della quantificazione degli oneri di morosità) sia effettuata sulla base dei dati di fatturato riferiti all'anno 2022 e relativo incasso trascorsi 24 mesi, trattandosi dei dati più aggiornati nella disponibilità dell'Autorità, escludendo al contempo valori ritenuti fuori linea;

- ii. il tasso di *unpaid ratio* riconosciuto da applicare alla stima del fatturato sia fissato pari a 1,87%, in leggero rialzo rispetto a quanto previsto nel documento per la consultazione, al fine di consentire un percorso di efficientamento delle politiche di gestione del credito più graduale anche in considerazione delle problematiche riferite relativamente al contesto in cui gli esercenti la vendita dei gas diversi operano;
 - iii. il livello di importi fatturati cui applicare il tasso di *unpaid ratio* sopra evidenziato sia determinato tenendo conto del livello atteso dei prezzi nel periodo di applicazione della componente *QVD* gas diversi e della migliore stima dei clienti serviti nel medesimo periodo;
- confermare, in relazione alle modalità di riconoscimento dei costi operativi diversi dalla morosità, la prospettata impostazione metodologica già seguita in precedenza per la determinazione della *QVD* gas diversi (che vede l'utilizzo dei dati rinvenibili dai conti annuali separati relativi all'attività di vendita ai clienti finali del gas naturale) e confermare l'esclusione dei costi di acquisizione e *marketing* dal perimetro dei costi operativi riconosciuti;
 - con riferimento alle modalità di riconoscimento della remunerazione del CIN, procedere secondo la metodologia parametrica di stima del capitale circolante netto già utilizzata in passato prevedendo, in particolare, che la necessità di cassa connessa all'attività di acquisto e vendita dei gas diversi dal naturale sia definita:
 - i. sulla base di un'esposizione media di 41 giorni, determinata tenendo conto dei tempi di pagamento delle partite relative alle varie fasi dell'approvvigionamento dei gas diversi dal naturale e dei tempi di incasso delle fatture da parte dei clienti finali, considerando altresì l'impatto dei ritardi di pagamento sul livello del capitale circolante;
 - ii. considerando un livello di importi fatturati aggiornati sulla base della migliore stima del livello dei prezzi atteso in coerenza con quanto sopra esposto per gli oneri connessi alla morosità;
 - iii. un tasso di remunerazione coerente con quello applicato al settore del gas naturale, espresso in termini nominali pari al 7,9%;
 - confermare, in merito all'IRAP, lo stesso livello di riconoscimento utilizzato per l'aggiornamento della *QVD* del gas naturale;
 - prevedere, infine, che:
 - i. sia possibile per gli operatori presentare, entro il 31 ottobre 2025, un'istanza motivata di revisione del valore della componente *QVD* gas diversi, sostanziata da dati contabili certificati, con le modalità previste dal documento per la consultazione 258/2025/R/gas, volto esclusivamente all'eventuale riconoscimento dei costi operativi diversi dalla morosità, ad esclusione di quelli riconducibili all'acquisizione e *marketing*;
 - ii. in caso di accoglimento dell'istanza di cui al precedente punto successivamente al 1° gennaio 2026, il nuovo valore della componente *QVD* gas diversi sia applicato alla clientela a decorrere dal primo mese successivo alla determinazione dell'Autorità, includendo anche un conguaglio atto a garantire la copertura, su

- base annua, della differenza tra il valore riconosciuto e quello transitoriamente applicato;
- iii. l'aggiornamento della componente avvenga con periodicità biennale sulla base di una raccolta dati riferita ai principali elementi tecnico-economici rilevanti (quali costi operativi e oneri per morosità) al fine di disporre di un quadro informativo aggiornato;
- rinviare a successiva valutazione, l'opportunità di introdurre un meccanismo di compensazione della morosità, da applicare nei casi in cui il riconoscimento per la morosità implicito nel calcolo della componente QVD gas diversi risulti inferiore a quanto sostenuto dal singolo operatore, a condizione che dimostri di avere posto in essere tutte le azioni di tutela del proprio credito ed entro i limiti di un tetto massimo così da non inficiare l'obiettivo di efficientamento perseguito dalla metodologia di riconoscimento degli oneri di morosità;
 - modificare il TIVG in coerenza con le modifiche apportate dalla presente deliberazione;
 - rimandare a un successivo provvedimento la nuova definizione delle modalità di calcolo dell'elemento $QTCA$, congiuntamente e in coerenza con l'eventuale revisione del paniere dei prodotti internazionali attualmente considerato per il calcolo della componente $QEPROPMC$ a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima; nelle more di tale revisione continua a trovare applicazione la modalità attualmente vigente per la definizione e l'aggiornamento di tali componenti

DELIBERA

1. di apportare le seguenti modifiche al TIVG:
 - i. l'articolo 22, comma 22.1 è sostituito dal seguente:

“22.1 A partire dall'1 gennaio 2026 e fino al 31 dicembre 2027 la componente relativa alla vendita al dettaglio del GPL (QVD_{gpl}), articolata nella sola quota fissa, è pari a 52,91 euro/punto di riconsegna per anno.”;
 - ii. l'articolo 27, comma 27.1 è sostituito dal seguente:

“27.1 A partire dall'1 gennaio 2026 e fino al 31 dicembre 2027 la componente relativa alla vendita al dettaglio dei gas manifatturati e dell'aria propanata ($QVD_{gasmanifatturati}$), articolata nella sola quota fissa, è pari a 52,91euro/punto di riconsegna per anno.”;
2. di prevedere che gli operatori possano presentare entro il 31 ottobre 2025 apposita istanza di revisione del valore delle componenti QVD di cui al punto 1. in caso di scostamenti significativi rispetto al valore riconosciuto a copertura dei costi operativi diversi dalla morosità, pari a 37,70 euro/PDR/anno, nel rispetto delle seguenti condizioni:
 - i. l'eventuale revisione:
 - a) riguarda esclusivamente la quota di riconoscimento relativa ai costi operativi diversi dalla morosità;

- b) deve perseguire l'obiettivo di coprire i costi sostenuti da un venditore al dettaglio efficiente;
 - ii. l'istanza di revisione deve essere:
 - a) indirizzata alla Direzione Mercati dell'Autorità, che può richiedere anche informazioni ulteriori rispetto a quelle indicate alla successiva lettera b);
 - b) corredata di dati contabili aggiornati relativi ai costi e ricavi operativi (esclusi quelli per acquisizione clientela e *marketing*), con obbligo di rettifica dei suddetti dati al fine di eliminare eventuali componenti straordinarie o non attinenti all'attività di commercializzazione dei gas diversi dal gas naturale;
3. di precisare che le informazioni, trasmesse all'Autorità ai sensi del punto 2, *sub* ii:
 - costituiscono autocertificazione secondo quanto previsto dall'articolo 47 del D.P.R. 445/2000;
 - devono essere accompagnate da una relazione della società di revisione legale che esprima un giudizio di conformità degli importi dichiarati rispetto ai valori esposti nella situazione contabile della società; tale giudizio è espresso sulla base dei principi di revisione contabile utilizzati in sede di redazione del bilancio di esercizio. Nel caso in cui il bilancio di esercizio dell'esercente non sia sottoposto a revisione legale, il legale rappresentante presenta una dichiarazione attestante la veridicità e la correttezza dei valori riportati nell'istanza;
4. di prevedere che, in caso di accoglimento dell'istanza di cui ai precedenti punti successivamente al 1° gennaio 2026, il nuovo valore della componente *QVD* sia applicato alla clientela a decorrere dal primo mese successivo alla determinazione dell'Autorità, includendo anche un conguaglio atto a garantire la copertura, su base annua, della differenza tra il valore riconosciuto e quello transitoriamente applicato;
5. di prevedere che il termine di conclusione del procedimento, di cui al punto 3 della deliberazione 230/2024/R/gas, sia differito al 1° aprile 2026, limitatamente alle determinazioni relative all'elemento *QTCA* a copertura dei costi di trasporto e alla componente *QEPROMC* relativa all'approvvigionamento della materia prima;
6. di pubblicare la presente deliberazione e il TIVG come risultante dalle modifiche apportate dal presente provvedimento, sul sito *internet* dell'Autorità www.arera.it.

29 luglio 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini