



Relazione e Bilancio d'esercizio  
al 31 dicembre 2025

**Relazione e Bilancio  
d'esercizio 2025 di Umbria  
Distribuzione Gas**

**Relazione sulla gestione**

- 3 Organi sociali
- 4 Profilo dell'anno
- 5 Il servizio di distribuzione gas
- 8 Quadro tariffario
  
- 11 Commento alla situazione economico, finanziaria e patrimoniale
- 15 Fattori di rischio e di incertezza
- 16 Evoluzione prevedibile della gestione
- 17 Altre informazioni
- 18 Glossario

## Organi sociali

### CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>1</sup>

Dott. Bruno Burigana <sup>2</sup>	Presidente
Dott. Mauro Alfonso <sup>3</sup>	Amministratore Delegato
Avv. Bruno Ianniello	Consigliere
Dott. Nunziangelo Ferrulli <sup>4</sup>	Consigliere
Dott. Leonardo D'Acquisto <sup>5</sup>	Consigliere
Ing. Stefano Tirinzi	Consigliere

### COLLEGIO SINDACALE<sup>6</sup>

Dott. Paolo Meago <sup>7</sup>	Presidente
Dott.ssa Paola Simonelli <sup>8</sup>	Sindaco Effettivo
Dott.ssa Roberta Rutili	Sindaco Effettivo
Dott.ssa Angelica Mola <sup>9</sup>	Sindaco Supplente
Dott. Giampaolo Davide Rossetti	Sindaco Supplente

### SOCIETÀ DI REVISIONE<sup>10</sup>

Deloitte & Touche S.p.A.

### ORGANISMO DI VIGILANZA<sup>11</sup>

Avv. Giovanni Gaudino	Componente
Avv. Daniele Melegari <sup>12</sup>	Componente

<sup>1</sup> Consiglio di Amministrazione nominato dall'Assemblea degli Azionisti del 23 aprile 2024; durata in carica per tre esercizi con scadenza alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2026

<sup>2</sup> Componente designato da Italgas

<sup>3</sup> Nominato per cooptazione dal Consiglio di Amministrazione in data 27 novembre 2024, a seguito delle dimissioni dell'Ing. Patrizia Vasta. Il Dott. Alfonso è stato confermato nella carica dell'Assemblea del 14 novembre 2025

<sup>4</sup> Componente designato da Italgas

<sup>5</sup> Nominato per cooptazione dal Consiglio di Amministrazione in data 10 settembre 2024, a seguito delle dimissioni del Dott. Riccardo Zinno. Il Dott. D'Acquisto è stato confermato nella carica dall'Assemblea del 14 novembre 2025

<sup>6</sup> Collegio Sindacale nominato dall'Assemblea degli Azionisti del 5 giugno 2025; durata in carica per tre esercizi con scadenza alla data dell'Assemblea di approvazione del Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2027

<sup>7</sup> Componente designato da Italgas

<sup>8</sup> Componente designato da Italgas

<sup>9</sup> Componente designato da Italgas

<sup>10</sup> Incarico conferito dall'Assemblea degli Azionisti del 3 luglio 2023

<sup>11</sup> Nominato dal Consiglio di Amministrazione in data 14 novembre 2022; durata in carica fino alla scadenza del mandato del Consiglio di Amministrazione che lo ha nominato, ossia alla data dell'Assemblea dei soci convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio relativo all'ultimo esercizio della loro carica. In conformità al Modello 231, l'Organismo continua ad esercitare ad interim le proprie funzioni fino alla delibera del Consiglio di Amministrazione che nominerà il nuovo Organismo di Vigilanza

<sup>12</sup> Componente designato da Italgas

## Profilo dell'anno

### I RISULTATI

L'utile operativo (EBIT) è stato pari a 5.517 mila euro, in aumento di 5.226 mila euro rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente, principalmente per effetto dei maggiori ricavi della gestione caratteristica derivanti dal conguaglio a copertura dei maggiori costi unitari riconosciuti ai fini tariffari relativi agli anni 2020-2024 derivanti dal recepimento della Delibera ARERA n. 87/2025/R/gas pari a 969 mila euro e dall'incremento del vincolo dei ricavi dell'esercizio corrente, oltre che della riduzione dei costi operativi per effetto della rilevazione dell'accordo siglato con Terni Reti in merito alla definizione dei canoni di concessione pregressi che ha determinato un rilascio per eccedenza del fondo rischi pari a circa 3 milioni di euro.

L'utile netto dell'esercizio è pari a 3.874 mila euro (+3.834 mila euro rispetto al risultato netto 2025), e risente di una gestione finanziaria positiva per effetto dei proventi finanziari riferiti all'attualizzazione dei debiti residui verso Terni Reti per canoni pregressi.

Gli investimenti tecnici del 2025 sono stati pari a 999 mila euro, in diminuzione di 1.365 mila euro rispetto al 2024, e hanno riguardato prevalentemente la manutenzione della rete di distribuzione in gestione oltre che la prosecuzione del piano di sostituzione dei contatori.

### PRINCIPALI DATI ECONOMICO – FINANZIARI

(migliaia di €)	2024	2025	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	6.401	7.655	1.254	19,6
Utile operativo	291	5.517	5.226	
Utile netto	40	3.874	3.834	
Investimenti	2.364	999	(1.365)	(57,8)
Capitale investito netto	(2.251)	8.024	10.275	
Patrimonio netto	2.602	6.476	3.874	
Indebitamento (disponibilità) finanziario netto	(4.853)	1.548	6.401	

### PRINCIPALI DATI OPERATIVI

	2024	2025	Var. ass.	Var. %
Punti di riconsegna attivi (numero)	49.762	49.681	(81)	(0,2)
Vettoriamento gas (milioni di mc)	45	40	(5)	(11,1)
Concessioni gas (numero)	1	1	-	-
Utenti della rete (numero)	117	113	(4)	(3,4)
Dipendenti a ruolo (numero)	2	2	-	-

## Andamento operativo

### IL SISTEMA DISTRIBUTIVO GAS

Umbria Distribuzione Gas ha svolto fino al 31 luglio 2019, in qualità di affidataria per la durata di 12 anni, la gestione del servizio di distribuzione di gas naturale nel comune di Terni, avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture, in parte di proprietà della società Terni Reti S.r.l., controllata al 100% dal Comune stesso, composto dalle cabine per il prelievo del gas dalla rete nazionale di gasdotti, dagli impianti di riduzione della pressione, dalla rete di trasporto locale e di distribuzione, dagli impianti di derivazione d'utenza e dai punti di riconsegna composti dalle apparecchiature tecniche su cui sono posti i misuratori presso i clienti finali. Nel corso dell'anno 2025 la Società ha continuato a operare su tali impianti in gestione di fatto.

Nel mese di luglio 2025 è stato siglato l'accordo transattivo tra Umbria Distribuzione Gas e Terni Reti che conferma i principali termini contenuti nella bozza di accordo approvato dal Consiglio di Amministrazione ad aprile 2025 e in esecuzione delle intese raggiunte con l'accordo transattivo Terni Reti ha rinunciato al giudizio per sequestro conservativo e al giudizio semplificato instaurato anche nei confronti di Italgas dinanzi al Tribunale di Terni.

Inoltre, la Società ha ottenuto un finanziamento da BPER Banca per l'importo nominale di 6 milioni di euro finalizzato al pagamento dei corrispettivi pregressi a Terni Reti e alla realizzazione degli investimenti.

Gli investimenti realizzati nel corso del 2025 hanno riguardato prevalentemente il mantenimento e lo sviluppo della rete di distribuzione.

Al 31 dicembre 2025 la rete di distribuzione del gas naturale gestita dalla Società si estende per 406 km (406 km al 31/12/2024), a cui devono aggiungersi 8 km di allacciamenti.

Il piano di sostituzione dei contatori nel corso del 2025 ha riguardato la sostituzione e la posa di 335 contatori. Al 31 dicembre 2025 il parco contatori digitali installato è pari a 50.188 unità, portando il numero complessivo di contatori intelligenti installati al 89,5%.

Umbria Distribuzione Gas dispone di un efficiente sistema di telecontrollo degli impianti (3 impianti controllati a distanza e teleletti), per garantire interventi tempestivi sia in caso di anomalie sia di limitazioni o interruzioni del servizio.

Tale sistema, costantemente presidiato dal Centro Integrato di supervisione di Italgas Reti S.p.A. di cui la Società si avvale, permette di:

- rilevare istantaneamente i volumi di gas che entrano nelle reti e i parametri degli impianti ausiliari necessari per eventuali manovre di regolazione;
- documentare ogni eventuale anomalia e le conseguenti azioni correttive adottate;
- elaborare i dati monitorati.

Da novembre 2023, e per tutto il 2025, in forza di un accordo raggiunto con il Comune di Montecchio (Terni) in termini di mera collaborazione finalizzata alla tutela dei residenti nella frazione di Melezzole, Umbria Distribuzione Gas ha assunto, in nome e per conto del Comune stesso, la gestione temporanea del servizio di distribuzione gas naturale nella frazione di Melezzole senza che ciò possa comportare in alcun caso l'acquisizione di affidamento diretto.

Con riferimento ai Titoli di Efficienza Energetica, Umbria Distribuzione Gas non rientra tra i soggetti obbligati, in quanto presenta un numero di PDR inferiore a 50.000. Tuttavia, è tenuta ad adempiere al residuo relativo

agli anni d'obbligo 2022 e 2023, con scadenza fissata rispettivamente a maggio 2025 e maggio 2026. Con la **Delibera n. 303/2025/R/efr**, l'Autorità ha approvato il contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE per l'anno d'obbligo 2024. Nello specifico l'Autorità ha disposto un contributo pari a 247,35 €/TEE. La Società nella sessione del 31 maggio 2025 ha annullato i 842 TEE acquistati nell'anno (prezzo di acquisto medio di 249,29 €/TEE ).

## INVESTIMENTI

Nell'esercizio 2025 sono stati effettuati investimenti tecnici netti per 999 mila euro (2.364 mila euro nel 2024).

(migliaia di euro)		2024	2025	Var. ass.	%
Mantenimento e sviluppo	Rete e allacci	1.810	913	(897)	(49,5)
Sostituzione e colloca	Misuratori	554	85	(469)	(84,6)
<b>Totale investimenti</b>		<b>2.364</b>	<b>999</b>	<b>(1.365)</b>	<b>(57,8)</b>

## ATTIVITÀ COMMERCIALE

I rapporti tra Umbria Distribuzione Gas e le società di vendita è regolato dal Codice di Rete. La Società ha aderito al "Codice di Rete tipo per la Distribuzione del Gas Naturale", approvato con deliberazione n. 108/06 del 6 giugno 2006 ARERA. Nel "Codice di Rete tipo per la Distribuzione del Gas Naturale" sono precisate le seguenti prestazioni svolte dal distributore:

- servizi principali: trasporto gas dal punto di consegna del trasportatore al punto di riconsegna del cliente finale, gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.;
- prestazioni accessorie: esecuzione di nuovi impianti di canalizzazione e allacciamento, modifica o rimozione di impianti esistenti, attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali, verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.;
- prestazioni opzionali: manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, attivazione di servizi sostitutivi di alimentazione dei punti di riconsegna, ecc.

Attraverso il Codice di Rete sono definite:

- le regole di accesso dei venditori al servizio di distribuzione per il trasporto gas ai punti di riconsegna da essi forniti, per l'attivazione di nuove forniture e per la sostituzione del fornitore ("switching");
- le procedure per lo scambio di informazioni tra distributori e venditori;
- le modalità operative del servizio;
- le procedure di attribuzione ai punti di riconsegna dei quantitativi di gas di competenza delle diverse società di vendita;
- la gestione della misura del gas sia presso il punto di consegna, sia presso il punto di riconsegna dell'impianto di distribuzione;
- il sistema di fatturazione e pagamento dei servizi resi dal distributore, nonché le eventuali garanzie finanziarie richieste alle società di vendita.

Con riferimento ai dati operativi, nel corso del 2025, Umbria Distribuzione Gas ha vettoriato 40 milioni di metri cubi di gas, a fronte dei 45 milioni di metri cubi dell'anno precedente.

A fine 2025 il numero dei punti di riconsegna attivi è di 49.681 (49.762 al 31/12/2024).

## **PERSONE E ORGANIZZAZIONE**

Nel corso dell'esercizio il personale a ruolo della Società è rimasto invariato e quindi, al 31 dicembre 2025, risulta essere costituito da 2 risorse (impiegati).

## Quadro tariffario

### Regolazione tariffaria

L'attività di distribuzione e misura del gas naturale è regolamentata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Tra le sue funzioni vi sono la determinazione e l'aggiornamento delle tariffe, nonché la predisposizione delle regole per l'accesso alle infrastrutture e per l'erogazione dei relativi servizi.

Il sistema tariffario prevede in particolare che i ricavi di riferimento per la formulazione delle tariffe siano determinati in modo da coprire i costi sostenuti dall'operatore e consentire un'equa remunerazione del capitale investito. Le categorie di costi riconosciuti sono tre:

- il costo del capitale investito netto ai fini regolatori RAB (Regulatory Asset Base) attraverso l'applicazione di un tasso di remunerazione dello stesso;
- gli ammortamenti economico - tecnici, a copertura dei costi di investimento;
- i costi operativi, a copertura dei costi di esercizio.

Di seguito sono riportati i principali elementi tariffari sulla base del quadro normativo (Delibera n. 570/2019/R/gas e s.m.i.).

#### HIGHLIGHTS QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE (DAL 1/1/2020 AL 31/12/2025)

Termine periodo di regolazione (TARIFFE)	31 dicembre 2025	
Calcolo del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori	Costo storico rivalutato Metodo parametrico cespiti centralizzati	
Remunerazione del capitale netto ai fini regolatori (WACC <sub>pre-tax</sub> )	Distribuzione e misura: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 6.3%: anni 2020 e 2021</li> <li>• 5.6%: anni 2022 e 2023</li> <li>• 6.5%: anno 2024</li> <li>• 5.9%: anno 2025</li> </ul>	
Incentivi nuovi investimenti	Remunerazione investimenti t-1 a compensazione del time lag regolatorio dal 2013	
Fattore di efficienza	<i>Fissati con Delibera 570/2019/R/Gas</i>	<i>Rettificati con Delibera 409/2023/R/Gas</i>
	Costi operativi distribuzione: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3.5% per le grandi imprese</li> <li>• 4.79% per le medie imprese</li> <li>• 6.59% per le piccole imprese</li> </ul>	Costi operativi distribuzione: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3.39% per le grandi imprese</li> <li>• 4.62% per le medie imprese</li> <li>• 6.46% per le piccole imprese</li> </ul>
	Costi operativi misura: 0%	
	Costi operativi commercializzazione: 1.57%	

La RAB della società, risultante dall'applicazione dei criteri adottati dall'Autorità, con riferimento agli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2025, nell'ambito della definizione delle tariffe di riferimento, è pari a 33 milioni di euro.



- La Delibera n. 570/2019/R/gas ha approvato la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quinto periodo di regolazione 2020-2025 e con la Delibera n. 737/2022/R/gas ha approvato l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il secondo semi-periodo 2023-2025 dell'attuale periodo regolatorio.
- La Delibera n. 614/2021/R/com, ha approvato i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027). Il 2PWACC è diviso in due sub-periodi, ciascuno di durata triennale. Pur mantenendo una frequenza di aggiornamento triennale dei parametri relativi al contesto macroeconomico e fiscale, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di aggiornamento annuale (almeno per il primo triennio) delle variabili macroeconomiche, qualora l'effetto cumulato dell'aggiornamento dei parametri comporti una variazione del WACC al di sopra di una soglia di 50 bps (basis point spread).
- Con la Delibera n. 513/2024/R/com, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento dei parametri rilevanti ai fini della determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito per il sub-periodo 2025-2027, e del parametro beta asset, con riferimento ai servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas. Con riferimento al parametro beta, per il solo settore della distribuzione gas, l'Autorità ha ritenuto opportuno ridurre il valore fissandolo pari a 0,41 (contro il valore di 0,439 per il triennio 2022-2024). Il meccanismo di trigger è stato confermato anche per il sub-periodo 2025-2027 riducendo la soglia di attivazione del trigger, fissata con la delibera 614/2021/R/Com da 50 bps a 30 bps. Per il settore della distribuzione gas, la Delibera fissa il valore del WACC per l'anno 2025 pari al 5,9%.
- Il 22 ottobre 2024, l'Autorità ha pubblicato il documento di consultazione n. 427/2024/R/gas del 22 ottobre 2024, delineando i propri orientamenti per la revisione della regolazione delle tariffe di distribuzione gas per il periodo 2020-2025. Gli interventi previsti perseguono i seguenti obiettivi principali: (i) colmare le lacune informative rilevate in sede giurisdizionale, mediante una più precisa definizione dei criteri di elaborazione dei dati forniti dagli operatori nei rendiconti separati e della determinazione del costo effettivo per l'anno 2018; (ii) rimediare ai profili di illegittimità rilevati dal Consiglio Stato con riferimento al livello dei costi operativi effettivi per l'anno 2018 (COE 2018) e alla determinazione del tasso di riduzione annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi (X-factor).
- Con la Delibera n. 587/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale per l'anno 2025. Tale Delibera prevede, inoltre, che per le tariffe dell'anno 2025 il tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, determinato sulla base dei criteri vigenti, sia fissato in misura pari a 0,30%, e che l'eventuale rideterminazione del tasso per la rivalutazione dei costi di capitale in esito al procedimento avviato con la Delibera n. 339/2024/R/com possa avere effetto già in sede di determinazione delle tariffe di riferimento definitive per l'anno 2025, prevista entro il 31 marzo 2026.
- Con la Delibera 532/2025, l'Autorità ha prorogato al 2027 le attuali regole sulla qualità del servizio e sulle tariffe della distribuzione gas, garantendo continuità e stabilità al settore. Le principali novità includono il mantenimento invariato dei costi operativi riconosciuti ai distributori, la conferma delle regole per le gestioni

d'ambito e la riduzione da 40 a 35 euro del contributo anticipato per le verifiche dei contatori di grandi dimensioni. Vengono inoltre confermati i criteri di gestione dei contributi storici e dei costi per gli smart meter, mentre le nuove categorie di investimenti legate al biometano saranno definite con un provvedimento successivo. Per la Sardegna resta valida anche nel 2026–2027 l'allineamento tariffario con l'Ambito Meridionale. Dal 2027, infine, le tariffe saranno aggiornate utilizzando l'indice IPC Italia, basato sui dati e le previsioni più recenti della Banca d'Italia.

- Con la Delibera n. 87/2025/R/gas l'Autorità ha approvato le disposizioni per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato in materia di tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, con particolare riferimento alla determinazione dei costi operativi riconosciuti per il periodo di regolazione 2020-2025, di cui alla Delibera n. 570/2019/R/gas. Nell'ambito della suddetta delibera, ARERA ha rimandato la rideterminazione delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione del gas per gli anni 2020, 2021, 2022 e 2023 a una successiva Delibera n. 98/2025/R/gas, approvata in data 18 marzo 2025 e ha inoltre stabilito che l'incremento dei costi operativi 2024 per effetto della Delibera n. 87/2025/R/gas sia recepito nelle tariffe definitive 2024.
- Con la Delibera n. 130/2025/R/com l'Autorità ha adottato disposizioni per la revisione dei criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas e ha definito i tassi di rivalutazione del capitale per i diversi servizi per gli anni 2024 e 2025.
- Il 1° luglio 2025, con la Delibera 274/2025/R/Gas, l'Autorità ha approvato tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2025.
- L'8 luglio 2025, con la Delibera n. 321/2025/R/gas l'Autorità ha definito il nuovo tetto al riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione nelle località in avviamento, rappresentato da una soglia massima in termini di spesa per utente servito (espressa a prezzi 2017) pari a: i) 8.700 euro/pdr, per le località montane in zona climatica F, di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo n. 164/00, ii) 11.800 euro/pdr, per le località ex delibera CIPE 5/2015, di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo n. 164/00 e iii) 5.250 euro/pdr, per le altre località, diverse da quelle di cui sopra.
- Con la Delibera n. 221/2025/R/gas l'Autorità ha dato avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il sesto periodo di regolazione e approvato la proroga del quinto periodo di regolazione gli anni 2026 e 2027, avviando il procedimento per valutare le modifiche al TUDG necessarie ai fini del prolungamento della validità della regolazione vigente per tali anni. Inoltre, con il Documento di Consultazione n. 419/2025/R/Gas, l'Autorità ha proposto di prorogare al 2026-2027 la regolazione vigente del TUDG 2020-2025 con alcune modifiche. In particolare, nel documento si prevede una riduzione del 50% dell'X-factor per la distribuzione, la conferma dello 0% dello stesso fattore per la misura e l'azzeramento per quello della commercializzazione. Vengono, inoltre, mantenuti i criteri di aggiornamento dei costi operativi tariffari per le gestioni d'ambito e il meccanismo acconto-conguaglio per le verifiche metodologiche. Per gli investimenti 2025, si prevede l'introduzione di nuove categorie di cespiti per connessioni biometano e cabine bi-remi, con vite utili differenziate. Il Regolatore intende altresì confermare il meccanismo dei costi standard in vigore ai fini del riconoscimento a fini tariffari degli investimenti in smart meter. Per le reti in Sardegna è prevista la conferma dell'applicazione della componente tariffaria che rende le tariffe di distribuzione applicate nel territorio sardo identiche a quelle dell'Ambito Meridionale. È intenzione dell'Autorità confermare, in linea generale, l'attuale formulazione del meccanismo di perequazione tariffaria, inclusi i corrispettivi riconosciuti per le letture di switch e le penali per mancata installazione dei gruppi di misura. In ambito qualità e sicurezza, propone l'allineamento della frequenza di ispezione delle reti in bassa pressione. Infine, conferma le attuali disposizioni su premi e penalità, con l'obbligo di conferma dei dati previsionali solo per l'erogazione dei premi.

## Commento alla situazione economica, finanziaria e patrimoniale

### CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

(migliaia di €)	2024	2025	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	6.401	7.655	1.254	19,6
Altri ricavi e proventi	67	8	(59)	(88,1)
Costi Operativi	(5.444)	(1.404)	(4.040)	74,2
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>1.025</b>	<b>6.259</b>	<b>5.234</b>	-
Ammortamenti e svalutazioni	(734)	(742)	(8)	(1,1)
<b>Risultato operativo</b>	<b>291</b>	<b>5.517</b>	<b>5.226</b>	-
Proventi (Oneri) finanziari netti	(256)	122	378	(52,1)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>35</b>	<b>5.640</b>	<b>5.604</b>	-
Imposte sul reddito	5	(1.766)	(1.771)	-
<b>Utile del periodo</b>	<b>40</b>	<b>3.874</b>	<b>3.834</b>	-
<b>Investimenti</b>	<b>2.364</b>	<b>999</b>	<b>(1.365)</b>	<b>(57,8)</b>

#### RICAVI

I **ricavi della gestione caratteristica** (7.655 mila euro) si incrementano di 1.254 mila euro rispetto al 2024 per effetto dei maggiori ricavi netti del servizio di distribuzione del gas naturale (+1.238 mila euro rispetto al 2024), riferiti al vettoriamento di gas naturale per conto di tutti gli operatori commerciali che richiedono l'accesso alla rete della società in base al Codice di Rete e accoglie conguagli di anni precedenti pari 1.112 mila euro relativi principalmente al riconoscimento tariffario dei maggiori costi unitari degli anni 2020-2024 derivanti dal recepimento della Delibera ARERA n. 87/2025/R/gas, e delle maggiori prestazioni per servizi di distribuzione (+15 mila euro rispetto al 2024), derivanti dalle prestazioni accessorie (modifica o rimozione di impianti esistenti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali; ecc.).

Gli **altri ricavi e proventi** diminuiscono rispetto al 2024 di 61 mila euro prevalentemente per effetto di minori incentivi sicurezza.

#### COSTI OPERATIVI

I **costi operativi**, pari a 1.404 mila euro, diminuiscono di 4.040 mila euro rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto:

- dalla riduzione degli accantonamenti netti per rischi (-4.942 mila euro)
- delle minori minusvalenze da radiazioni immobilizzazioni (-81 mila euro)

- dei minori costi di acquisto per materiali (-85 mila euro)
- dei maggiori costi per godimento beni di terzi (+998 mila euro);
- dei maggiori costi per servizi (+70 mila euro);
- dei maggiori costi per il personale (+22 mila euro);

## AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli **ammortamenti e svalutazioni**, pari a 742 mila euro, comprendono:

- ammortamenti di immobilizzazioni immateriali (3 mila euro), in linea con quanto registrato l'anno precedente;
- ammortamenti di immobilizzazioni materiali (738 mila euro), che registrano un incremento di 8 mila euro.

## PROVENTI E ONERI FINANZIARI NETTI

Gli **oneri finanziari**, pari a 339 mila euro, aumentano di 81 mila euro rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente essenzialmente per i maggiori interessi di mora verso fornitori e verso CSEA e i maggiori interessi legati al nuovo finanziamento BPER Banca.

I **proventi finanziari**, pari a 461 mila euro, si riferiscono all'effetto finanziario di attualizzazione del debito iscritto verso Terni Reti nei precedenti esercizi e che sarà pagato alla data di avvio della nuova gestione Atem, come previsto dall'accordo transattivo.

## IMPOSTE SUL REDDITO

Le **imposte sul reddito** risultano pari a 1.766 mila euro principalmente per il rilascio delle imposte anticipate stanziato sul fondo rischi.

## STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio, secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa, suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio e il finanziamento.

Con riferimento alla struttura patrimoniale-finanziaria, il capitale investito netto al 31 dicembre 2025 è di 8.024 mila euro, contro -2.251 mila euro al 31 dicembre 2024.

(migliaia di €)	2024	2025	Var. ass.	Var. %
<b>Capitale immobilizzato</b>	<b>10.476</b>	<b>12.197</b>	<b>1.721</b>	<b>16,4</b>
<i>di cui Immobilizzazioni materiali</i>	13.822	14.019	197	1,4
<i>di cui Immobilizzazioni immateriali</i>	3	-	(3)	
<i>di cui Debiti netti relativi all'attività di investimento</i>	(3.349)	(1.823)	1.526	(45,6)
<b>Capitale d'esercizio netto</b>	<b>(12.677)</b>	<b>(4.123)</b>	<b>8.554</b>	<b>(67,5)</b>
<b>Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato</b>	<b>(50)</b>	<b>(50)</b>	-	
<b>Capitale investito netto</b>	<b>(2.251)</b>	<b>8.024</b>	<b>10.275</b>	
Patrimonio netto	2.602	6.476	3.874	

Indebitamento (disponibilità) finanziario netto	(4.853)	1.548	6.401	
<b>Coperture</b>	<b>(2.251)</b>	<b>8.024</b>	<b>10.275</b>	

L'incremento del **capitale investito netto** di 10.275 mila euro, rispetto al 31 dicembre 2024, è legato principalmente alla variazione del capitale d'esercizio netto pari a 8.554 mila euro (passato da -12.677 mila euro al 31 dicembre 2024 a -4.123 mila euro al 31 dicembre 2025) e del capitale immobilizzato di 1.721 mila euro.

Le **immobilizzazioni materiali**, rispetto al 31 dicembre 2024, si incrementano di 197 mila euro (+1%) per effetto degli investimenti al netto degli ammortamenti del periodo.

Il **capitale d'esercizio netto** (-4.123 mila euro) comprende le voci evidenziate nella tabella di seguito riportata.

(migliaia di €)	2024	2025	Var.ass.	Var. %
Rimanenze	121	23	(98)	(80,8)
Crediti commerciali	3.165	4.040	875	27,7
Crediti verso l'Amministrazione Finanziaria	2.310	3.109	799	34,6
Altre attività di esercizio	1.493	998	(495)	(33,2)
Debiti commerciali	(12.343)	(11.071)	1.272	(10,3)
Debiti tributari	(225)	(1)	224	-
Imposte anticipate nette	2.645	883	(1.762)	(66,6)
Fondi per rischi e oneri	(7.978)	(17)	7.961	-
Altre passività di esercizio	(1.865)	(2.087)	(222)	11,9
<b>Capitale di esercizio netto</b>	<b>(12.677)</b>	<b>(4.123)</b>	<b>8.554</b>	<b>(67,5)</b>

La variazione positiva del capitale d'esercizio netto di 8.554 mila euro è dovuta prevalentemente:

- all'incremento dei crediti commerciali (+875 mila euro), prevalentemente relativo al credito per perequazione verso la CSEA e ai crediti verso clienti terzi;
- al decremento delle altre attività di esercizio (-495 mila euro), prevalentemente relative a crediti verso la CSEA connesse alle componenti aggiuntive del vettoriamento;
- al decremento dei debiti commerciali (+1.272 mila euro) prevalentemente per minori debiti verso fornitori;
- all'incremento dei crediti verso l'amministrazione finanziaria (+799 mila euro) dovuto ai maggiori crediti Iva;
- al decremento dei fondi per rischi e oneri (+7.961 mila euro) dovuto all'utilizzo del fondo legato al canone di compartecipazione comunale a seguito dell'accordo siglato con Terni Reti;
- all'incremento delle altre passività di esercizio (-222 mila euro) principalmente dovuto ai maggiori debiti verso la CSEA per le componenti aggiuntive del vettoriamento e a maggiori depositi cauzionali;
- al decremento delle imposte anticipate nette (-1.762 mila euro) prevalentemente per la variazione della fiscalità del periodo;

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 dicembre 2025 ammonta a 1.548 mila euro e si riferisce al nuovo finanziamento acceso con BPER Banca per 5.952 al netto delle disponibilità liquide pari a 4.404 mila euro.

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO E VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato sotto riportato è la sintesi dello schema del rendiconto finanziario obbligatorio. Il rendiconto finanziario riclassificato consente il collegamento tra la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo. La misura che consente il raccordo tra i due rendiconti è il "free cash flow" (avanzo o deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti).

Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari) e al capitale proprio (pagamento di dividendi/apporti di capitale); (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di indebitamento relativi al capitale proprio (pagamento di dividendi/apporti di capitale).

(migliaia di euro)

	2024	2025
<b>Utile netto</b>	<b>40</b>	<b>3.874</b>
a rettifica:		
- ammortamenti e altri componenti non monetari	734	742
- dividendi, interessi e imposte sul reddito	251	1.643
- accantonamenti	1.921	(7.959)
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	346	(1.919)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(2)	(257)
<b>Flusso di cassa da attività operativa</b>	<b>3.290</b>	<b>(3.876)</b>
Investimenti tecnici	(2.364)	(999)
Dismissioni		
Variazione debiti e crediti attività d'investimento	2.208	(1.526)
<b>Free Cash Flow</b>	<b>3.134</b>	<b>(6.401)</b>
Variazione dei debiti finanziari		5.952
Altre variazioni		7
<b>Flusso di cassa netto dell'esercizio</b>	<b>3.134</b>	<b>(442)</b>
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>		
<b>Free cash flow prima delle operazioni di M&amp;A</b>	<b>3.134</b>	<b>(6.401)</b>
Flusso di cassa del capitale proprio e altre variazioni		
<b>Variazione indebitamento finanziario netto</b>	<b>3.134</b>	<b>(6.401)</b>

## Fattori di rischio e di incertezza

Nell'ambito dei rischi di impresa, i principali rischi identificati, monitorati e attivamente gestiti da Umbria Distribuzione Gas, sono i seguenti:

- il rischio mercato, derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse;
- il rischio credito, derivante dall'esposizione della Società a potenziali perdite conseguenti al mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti;
- Rischio di default, o rischio di insolvenza relativo al fatto che la Società non sia in grado di adempiere ai propri obblighi di pagamento, sia per quanto riguarda il capitale sia gli interessi, nei tempi previsti;
- il rischio liquidità, derivante dal rischio che le risorse finanziarie possano non essere disponibili o essere disponibili solo a costo elevato; si rimanda alle considerazioni riportate nel paragrafo "Premessa e continuità aziendale" della Nota Integrativa in merito alle fonti di finanziamento;
- il rischio operation, derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti con danni alle persone e all'ambiente, con effetti sui risultati economico-patrimoniali;
- il rischio derivante dall'evoluzione del contesto regolatorio, legislativo e istituzionale in ambito europeo o nazionale afferente al settore del gas naturale, compreso un aggiornamento penalizzante del tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto dal Regolatore;
- Rischio di non conformità ed evoluzione normativa. Rischio di mancato rispetto delle norme a livello Europeo, nazionale, regionale e locale cui Umbria Distribuzione Gas deve attenersi in relazione alle attività che svolge e/o rischio di mancata intercettazione e recepimento di nuove norme che rientrano nel perimetro di applicabilità.
- il rischio di business relativo alle gare per l'assegnazione dei nuovi Ambiti (ATEM) di distribuzione gas. La Società, potrebbe non aggiudicarsi la gara dell'Ambito di appartenenza, con possibili impatti negativi sull'attività operativa e sulla situazione economica, fermo restando, nel caso di mancata aggiudicazione, verrà incassato il valore di rimborso (VIR) previsto a favore del gestore.
- il rischio derivante dal cambiamento climatico, a seguito dell'incremento della frequenza di eventi naturali di estrema intensità nei luoghi in cui la società opera (indisponibilità più o meno prolungata di asset e infrastrutture, incremento di costi di ripristino e di assicurazione, interruzione del servizio, ecc. con impatto negativo su costi, ricavi e livello di servizio);
- Rischio connesso ai Titoli di Efficienza Energetica, derivante dalla eventuale differenza negativa registrata tra il valore medio di acquisto dei Titoli di Efficienza Energetica e il contributo tariffario riconosciuto al termine di ogni anno d'obbligo;
- Rischio di attacchi informatici ai settori IT (Information Technology), OT (Operational Technology) e IoT (Internet of Things);
- Rischio connesso alla salute e sicurezza delle persone e alla tutela ambientale dovuto a incidenti e/o al mancato rispetto degli standard di sicurezza. Rischio che Umbria Distribuzione possa incorrere in costi o responsabilità anche di dimensioni rilevanti derivanti da eventuali danni ambientali, anche in considerazione dell'evoluzione normativa in tema di tutela dell'ambiente, della possibile insorgenza di controversie e della difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti;
- Rischi connessi alla qualità e al livello di servizio. Rischio di mancato rispetto dei livelli di servizio commerciali per prestazioni a società di vendita e agli utenti finali e/o rischio di ritardato o parziale rispetto degli impegni assunti, quali ad esempio, l'esecuzione del piano investimenti relativo alle concessioni che prevedono obblighi in capo al concessionario;

- Rischi della Catena di fornitura. Rischi connessi alla disponibilità e costo di materiali, servizi e forniture, alla capacità e scalabilità operativa e all'affidabilità reputazionale e di compliance (incluso rispetto dei diritti umani) dei fornitori e appaltatori;
- Rischi di mancato rispetto delle norme a livello europeo, nazionale, regionale e locale cui Umbria Distribuzione Gas deve attenersi in relazione alle attività che svolge e/o rischio di mancata intercettazione e recepimento di nuove norme che rientrano nel perimetro di applicabilità;
- Rischio di evoluzione negativa del contesto geopolitico e/o di accadimento di eventi atipici con potenziali tensioni sui mercati finanziari, impatti sulla continuità operativa e/o sulla salute e sicurezza del personale e/o sulla catena di fornitura.

## **Evoluzione prevedibile della gestione**

Nel corso del 2026 la Società proseguirà la gestione del servizio di distribuzione gas in regime di prorogatio e prevede di realizzare investimenti destinati al mantenimento e allo sviluppo delle reti e al soddisfacimento della domanda di nuovi allacciamenti in continuità con quanto realizzato negli anni precedenti.

## Altre informazioni

### CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2025 il Capitale sociale di 2.120.000 euro totalmente versato è rappresentato da n. 2.120.000 azioni ordinarie da nominali un euro cadauna detenute da Italgas S.p.A. (45%), A.S.M. Terni S.p.A. (40%) e Acea S.p.A. (15%).

### AZIONI PROPRIE

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 3 numeri 3 e 4 del Codice Civile, si attesta che la Società non detiene, neppure per interposta persona, azioni proprie né è stata autorizzata dall'Assemblea a effettuare l'acquisto.

### RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni e la prestazione di servizi. Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse dell'impresa e fanno parte dell'ordinaria gestione; in particolare, le suddette operazioni sono regolate a condizioni di mercato, ovvero alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella Nota integrativa.

### ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO

Nel corso dell'esercizio non sono stati sostenuti costi per ricerca e sviluppo.

### SEDI SECONDARIE

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che la Società non ha sedi secondarie.

### FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

In data 20 febbraio è stato pubblicato sulla gazzetta ufficiale il "decreto bollette" (Decreto legge del 20 febbraio 2026 n. 21), il quale introduce una serie di misure urgenti per contenere i costi dell'energia a favore di famiglie e imprese. Tra gli interventi figura l'incremento dell'IRAP del 2%, applicato ai grandi operatori del settore energetico, tra cui la distribuzione del gas. Questa misura è stata pensata per reperire risorse utili a finanziare bonus e sconti sulle bollette, l'aumento dell'IRAP si configura come una "imposta energia" temporanea.

## Glossario

Di seguito viene riportato il glossario dei termini finanziari, commerciali, tecnici e delle unità di misura di uso più ricorrente.

### TERMINI ECONOMICI E FINANZIARI

**Ammortamento** L'ammortamento è il processo mediante il quale il costo delle immobilizzazioni viene ripartito in funzione del periodo in cui l'impresa ne trae beneficio, che normalmente corrisponde all'intera durata di utilizzazione.

**Capitale di esercizio netto** Rappresenta un indicatore patrimoniale che esprime il capitale impiegato in attività e passività non immobilizzate e non finanziarie. È definito come la somma dei valori afferenti alle voci di Crediti e Debiti commerciali, Rimanenze, Crediti e Debiti tributari, Fondi per rischi e oneri, Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite e Altre attività e passività.

**Capitale investito netto** Rappresenta un indicatore patrimoniale che esprime gli investimenti effettuati dall'impresa nella gestione. È definito come la somma dei valori afferenti alle voci di Capitale immobilizzato, Capitale di esercizio netto, Fondi per benefici a dipendenti e Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

**Cash flow** Il flusso di cassa da attività operativa (cash flow) è costituito dalla disponibilità finanziaria generata da un'impresa in un determinato periodo di tempo. Più precisamente, costituisce la differenza tra le entrate correnti (principalmente ricavi d'esercizio monetari) e le uscite monetarie correnti (costi di competenza del periodo di riferimento, che hanno generato un'uscita di cassa).

**Costi operativi** Indicatore della *performance* operativa, rappresenta i costi operativi dello schema legale dedotti i costi per costruzione e potenziamento delle infrastrutture iscritti ai sensi dell'IFRIC 12 ed eventuali altre componenti riportate nello schema di riconduzione del conto economico del successivo capitolo "Riconciliazione dei prospetti riclassificati di Conto economico, Situazione patrimoniale – finanziaria e di Rendiconto finanziario".

**Dividendo** Remunerazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti su proposta del Consiglio di Amministrazione, corrisposta agli Azionisti.

**Dividend Payout** Rappresenta il rapporto tra i dividendi e l'utile netto del periodo ed equivale alla percentuale di utili distribuita agli azionisti sotto forma di dividendi

**Indebitamento finanziario netto** Determinato come somma delle Passività finanziarie correnti e non correnti, al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, delle attività finanziarie correnti, quali ad esempio titoli posseduti per negoziazione, e delle altre attività correnti e non correnti finanziarie.

**Investimenti** Sono calcolati come la somma degli investimenti in immobili, impianti e macchinari e degli investimenti in attività immateriali.

**Margine operativo lordo (EBITDA)** Indicatore della *performance* operativa, è calcolato come utile netto escludendo le imposte sul reddito, i proventi netti su partecipazioni, gli oneri finanziari netti, gli ammortamenti e le svalutazioni.

**Oneri finanziari netti** Costo netto sostenuto per l'utilizzo di capitale di terzi. Comprende inoltre gli altri oneri netti correlati alla gestione finanziaria.

**Patrimonio netto** Insieme delle risorse apportate dagli azionisti aumentato degli utili non distribuiti e diminuito delle perdite.

**Ricavi della gestione caratteristica** Proventi relativi alla cessione di beni e/o alla prestazione di servizi inerenti alla gestione caratteristica, cui sono riferibili tutti quei valori economici che sono collegati al campo di attività tipica dell'impresa e che sono ricorrenti nello svolgimento delle operazioni aziendali.

**R.O.E. (Return on equity)** Rapporto tra utile netto e il patrimonio netto di fine periodo, in grado di esprimere la redditività del capitale proprio.

**R.O.I. (Return on investment) caratteristico** Rapporto tra utile operativo e capitale investito netto di fine periodo al netto delle partecipazioni, in grado di esprimere la redditività operativa, esprimendo la capacità dell'impresa di remunerare il capitale investito con il risultato della sua attività caratteristica.

**Utile operativo (EBIT)** ndicatore della *performance* operativa, è calcolato come utile netto dell'esercizio escludendo le imposte sul reddito, i proventi netti su partecipazioni e gli oneri finanziari netti.

**Utile netto** Risultato che si ottiene sottraendo dal risultato operativo il risultato della gestione finanziaria e le imposte sul reddito.

## TERMINI COMMERCIALI

**Anno termico** Periodo temporale di riferimento in cui viene suddiviso il periodo di regolazione, la cui durata va dal 1° ottobre al 30 settembre dell'anno successivo. A partire dal 3° periodo di regolazione l'anno termico coincide con l'anno solare.

**Ambito tariffario** L'ambito tariffario è l'ambito di determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione, formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione. Nei casi in cui più enti locali affidino in forma associata il servizio di distribuzione o gli stessi dichiarino di costituire un unico ambito tariffario, l'ambito tariffario coincide con l'insieme delle località servite attraverso più impianti di distribuzione da uno o anche più esercenti.

**Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)** Ente pubblico economico italiano che opera nei settori dell'elettricità, del gas e dell'acqua. La sua missione principale è la riscossione di alcune componenti tariffarie dagli operatori; tali componenti vengono raccolte nei conti di gestione dedicati e successivamente erogati a favore delle imprese secondo regole emanate dall'Autorità. La CSEA è sottoposta alla vigilanza dell'Autorità e del Ministero dell'Economia e delle Finanze. La CSEA, inoltre, svolge, nei confronti dei soggetti amministrati, attività ispettive volte ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi e impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti.

**Cliente finale** È il consumatore che acquista gas per uso proprio.

**Codice di Rete** Documento che stabilisce le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione del servizio di distribuzione del gas.

**Concessione** Atto per mezzo del quale l'Ente locale affida a una società la gestione di un servizio che ricade nell'ambito delle prerogative dell'Ente stesso e per il quale la società in questione assume il rischio di gestione.

**Misurazione** Insieme di operazioni che ha lo scopo di determinare il valore vero di una grandezza.

**Perequazione** Rappresenta la differenza tra i ricavi di competenza del periodo (VRT annuo) e quelli fatturati alle società di vendita. La posizione netta nei confronti della CSEA viene definita alla scadenza dell'anno termico ed è finanziariamente regolata nel corso dell'anno sulla base di acconti.

**Periodo di regolazione** È il periodo temporale per il quale sono definiti i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione del gas. In Italia è in corso il quinto periodo di regolazione che ha avuto inizio il 1° gennaio 2020 e terminerà il 31 dicembre 2025. In Grecia è in corso il periodo di regolazione che ha avuto inizio il 1° gennaio 2023 e terminerà il 31 dicembre 2026.

**Punto di riconsegna gas** È il punto di confine tra l'impianto di distribuzione del gas e l'impianto di proprietà o gestito dal cliente finale in cui l'impresa di distribuzione riconsegna il gas trasportato per la fornitura al Cliente finale e nel quale avviene la misurazione.

**Servizio di distribuzione gas** Servizio di trasporto di gas naturale attraverso reti di metanodotti locali da uno o più punti di consegna ai punti di riconsegna, in genere a bassa pressione e in contesti urbani, per la consegna ai consumatori finali.

**Società di Vendita o RelCo (Retail Company)** Società che, in virtù di un contratto di accesso alle reti gestite da un Distributore, esercita l'attività di vendita del gas.

**Switching** Subentro di un nuovo utilizzatore della rete nel servizio di distribuzione verso un determinato punto di riconsegna.

**VRT (Vincolo dei Ricavi Totale)** È il valore totale dei ricavi ammessi per le società di distribuzione dall'autorità regolatrice a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione e del servizio di misura.

**Time-lag regolatorio** È il ritardo con cui la tariffa remunera gli investimenti effettuati ed entrati in esercizio.

## TERMINI TECNICI

**Bar** Unità di misura della pressione. La pressione atmosferica standard misura 1,01325 bar.

**City-Gate** È il punto di consegna virtuale dato dall'interconnessione di più punti di consegna (REMI) del gas dalla rete di trasporto alla rete di distribuzione.

**Dispersione** Fuoriuscita di gas dall'impianto di distribuzione.

**Gas immesso in rete** È il gas trasferito dalla rete di trasporto alla rete di distribuzione e quindi immesso in quest'ultima attraverso i "punti di consegna". La misurazione del gas immesso in rete tiene conto, oltre che dei quantitativi provenienti dalla rete di trasporto, anche delle quantità eventualmente aggiunte tramite carro bombolaio.

**Gas vettoriato** È il quantitativo di gas riconsegnato agli utenti della rete di distribuzione presso i punti di riconsegna.

**Gascromatografo** Strumento in grado di eseguire l'analisi del gas naturale o di sostanze in esso contenute, quali gli odorizzanti; è dotato di colonne gascromatografiche idonee alla separazione dei componenti del gas, di uno o più rivelatori e di un sistema di introduzione del campione gassoso e/o liquido. Il gascromatografo abbinato a sistemi di elaborazione dati (come personal computer e integratori elettronici) produce la documentazione che ne evidenzia la rintracciabilità e il risultato della misura. Può essere utilizzato sia per le analisi in campo (solitamente di tipo portatile) che per le analisi remote (solitamente di tipo fisso).

**Gruppi di riduzione finale per usi civili (G.R.F.)** Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas da una pressione in entrata superiore a 0,04 bar, a un valore di pressione in uscita inferiore a 0,04 bar, e sono impiegati per alimentare i clienti finali attraverso una rete di distribuzione in bassa pressione.

**Gruppi di riduzione finale per usi industriali (G.R.I.)** Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas, da una pressione in entrata superiore a 0,5 bar, a una pressione in uscita regolata per alimentare direttamente gli impianti di utilizzo industriale o similari (terziario, impianti di riscaldamento centralizzato, ecc.).

**Gruppi di riduzione d'utenza (G.R.U.)** Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas da una pressione in entrata superiore a 0,5 bar, a un valore di pressione in uscita regolata a valori inferiori a 0,04 bar per alimentare direttamente i clienti domestici o similari. I G.R.U. costituiscono parte integrante degli Impianti di Derivazione d'Utenza (I.D.U.).

**Gruppo di misura** Parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale. È comprensivo di un eventuale correttore dei volumi.

**Impianti di prelievo, riduzione e misura (I.P.R.M.)** Impianti predisposti per ricevere, ridurre di pressione, misurare e odorizzare nella misura prescritta, il gas fornito dalle reti di trasporto agli enti erogatori del gas per uso civile quale che sia la pressione di consegna, a valle dei quali esiste di regola almeno un altro impianto di riduzione che immette in reti di distribuzione a più bassa pressione, o che alimenta direttamente le utenze.

**Impianti di riduzione intermedia (I.R.I.)** Impianti predisposti per ricevere, ridurre di pressione ed eventualmente misurare il gas, da una pressione in entrata ( $P_e$ ) superiore a 0,5 bar a un valore di pressione in uscita superiore a 0,04 bar.

**Impianto di derivazione d'utenza (I.D.U.) o allacciamento** Complesso di tubazioni con dispositivi ed elementi accessori che costituiscono le installazioni necessarie a fornire il gas al cliente finale; l'impianto di derivazione utenza o allacciamento ha inizio dall'organo di presa (compreso) e si estende fino al gruppo misura (escluso) e comprende l'eventuale gruppo di riduzione; in assenza del gruppo di misura, l'impianto di derivazione utenza o allacciamento si estende fino all'organo di intercettazione terminale (incluso) della derivazione stessa.

**Odorizzante** Prodotto che serve per odorizzare un gas inodore o per aumentare l'intensità di odore di un gas già odoroso.

**Pronto intervento** Insieme delle azioni volte ad assicurare e/o ripristinare tempestivamente la sicurezza e, laddove tecnicamente possibile, la continuità del servizio di distribuzione gas in occasione del verificarsi di anomalie sull'impianto di distribuzione o la sicurezza in caso di dispersioni di gas a valle del punto di riconsegna.

**Punto di interconnessione** È il punto di interconnessione tra due impianti di distribuzione gestiti da imprese distributrici diverse.

**RAB (Regulatory Asset Base)** Il termine *RAB (Regulatory Asset Base)* identifica il valore del capitale investito netto ai fini regolatori, calcolato sulla base delle regole definite delle Autorità di Regolazione, al fine della determinazione delle tariffe di riferimento.

**Sistema di protezione catodica** Complesso delle installazioni, comprendente gli elementi attivi e passivi, che permette di valutare costantemente le condizioni delle tubazioni in acciaio utilizzate dal sistema di distribuzione gas, che per loro natura sono soggette a corrosione.

**Punto di consegna (REMI)** È il punto di riconsegna della rete di trasporto del gas dove viene reso disponibile il combustibile al distributore. Per i gas, diversi dal gas naturale, è il punto di alimentazione dell'impianto di distribuzione.

**Sistema di telecontrollo** È il sistema finalizzato alla supervisione a distanza dei principali parametri (portata del gas immesso, pressione, temperatura del gas in uscita, ecc.) di funzionamento di un punto di consegna che assolve anche alla funzione di registrazione in modo automatico e continuo degli eventi di superamento per ciascun parametro.

Terni, 12 marzo 2026

per Il Consiglio di Amministrazione

L'Amministratore Delegato

Dott. Mauro Alfonso

