



Gruppo GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

Sede legale MILANO – Viale Enrico Forlanini, 17
Capitale Sociale: € 23.353.002 (interamente versato)
R.I. 08233870156
R.E.A. 1210007
Codice fiscale e Partita IVA 08233870156

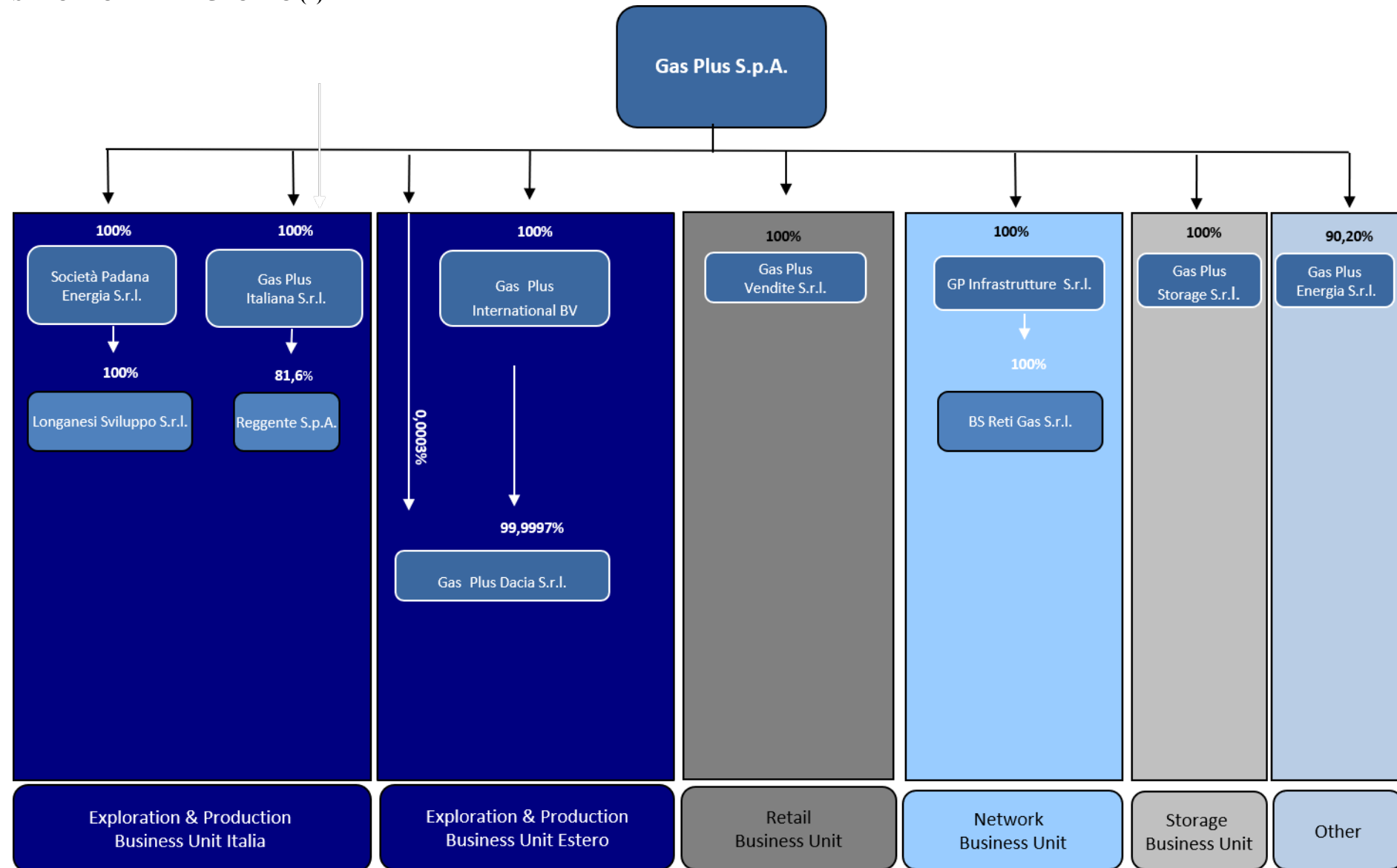
14 settembre 2026

INDICE

Struttura del Gruppo	3
Organi sociali	4
Dati di sintesi	5
Relazione intermedia sulla gestione consolidata al 30 giugno 2026	7
Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026	
Prospetti contabili	54
Note esplicative	58
Attestazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato	90

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

STRUTTURA DEL GRUPPO (1)

(1) Situazione aggiornata alla data del 14 settembre 2026

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

ORGANI SOCIALI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (1)

Ing. Stefano Cao (*)*Presidente***Sig. Davide Usberti***Consigliere Delegato**Amministratore esecutivo***Dott. Lino Gilioli (**) (***)***Vicepresidente**Amministratore indipendente***Ing. Nicola De Blasio***Consigliere**Amministratore indipendente***Dott.sa Lisa Orlandi***Consigliere**Amministratore indipendente***Avv. Roberto Pistorelli***Consigliere***Dott.sa Maria Saporito (***)***Consigliere**Amministratore indipendente***Ing. Cinzia Triunfo***Consigliere***Dott.sa Margherita Usberti***Consigliere*

COLLEGIO SINDACALE (1)

Prof. Lorenzo Pozza*Presidente***Dott. Manuel Menis***Sindaco Effettivo***Dott.sa Gloria Francesca Marino***Sindaco Effettivo***Dott. Silvano Corbella***Sindaco Supplente***Dott.sa Maria Gimigliano***Sindaco Supplente*

SOCIETÀ DI REVISIONE (2)

EY S.p.A.

(*) Nominato Presidente dal Consiglio di Amministrazione del 26 giugno 2024.

(**) Nominato Vicepresidente dal Consiglio di Amministrazione del 26 giugno 2024.

(***) Membri del Comitato per le Nomine e per la Remunerazione e del Comitato Controllo e Rischi.

(1) Nominato dall'Assemblea Ordinaria del 25 giugno 2024 e con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio al 31.12.2026.

(2) Nominata dall'Assemblea Ordinaria del 25 giugno 2024 per un periodo di 9 anni e, quindi, con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio al 31.12.2032.

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

GRUPPO GAS PLUS: DATI DI SINTESI

Principali indicatori di mercato	30 giugno 2026	30 giugno 2025	var. %
Prezzo medio gas - TTF "Day Ahead+Week End" (c€/Smc) ⁽¹⁾	45,03	43,58	3,3%
Cambio medio EUR/USD ⁽²⁾	1,167	1,093	6,7%
Euribor - a tre mesi (%), media del periodo ⁽³⁾	2,148	2,332	(7,9%)

Principali dati operativi del Gruppo	30 giugno 2026	30 giugno 2025	var. %
Produzione di idrocarburi lorda (Msmce)	159,9	119,0	34,4%
Vendite di idrocarburi (MSmce)	166,1	136,3	21,8%
Volumi di gas distribuito (MSmce)	104,0	103,7	0,3%
Numero dipendenti a fine periodo	133	131	1,5%

Dati di Conto Economico (IAS / IFRS)	30 giugno 2026	30 giugno 2025 (*)	var. %
Ricavi da vendite	88.926	81.742	8,8%
Costi Operativi	38.789	48.987	(20,8%)
EBITDA	50.137	32.755	53,1%
% sui ricavi di vendita	56,38%	40,07%	
EBIT	27.511	18.646	47,5%
EBIT Adjusted ⁽⁷⁾	27.511	18.646	47,5%
Risultato operativo	26.601	18.646	42,7%
% sui ricavi di vendita	29,91%	22,81%	
Risultato prima delle imposte	22.842	14.318	59,5%
Risultato del periodo	15.875	10.175	56,0%
Risultato netto Adjusted ⁽⁷⁾	16.530	10.175	62,5%

Dati di Stato Patrimoniale (IAS / IFRS)	30 giugno 2026	30 giugno 2025
Investimenti in immobilizzazioni	42.498	9.108
di cui investimenti in esplorazione	301	275
Capitale circolante netto	(24.619)	(13.418)
Capitale investito netto (A) + (B)	242.471	255.721
Totale (disponibilità) indebitamento finanziario (A)	(10.604)	19.278
Patrimonio netto (compresa quota terzi) (B)	253.075	236.443

Indici patrimoniali ed economici	30 giugno 2026	30 giugno 2025
ROI ⁽⁴⁾	17,86%	13,77%
ROE ⁽⁵⁾	10,40%	7,52%
Utile (perdita) per azione	0,36	0,23
PFN / EBITDA ⁽⁶⁾	(0,11)	0,33
Totale (disponibilità) indebitamento finanziario (A) / Patrimonio netto (B)	(0,04)	0,08
Gearing (A/A+B)	(4%)	8%

(1) fonte: ICIS.

(2) fonte: BCE.

(3) fonte: European Money Markets Institute.

(4) = Risultato operativo annualizzato / capitale investito netto medio.

(5) = Risultato annualizzato / patrimonio netto medio.

(6) = Posizione finanziaria netta / EBITDA annualizzato.

(7) = Per la definizione dei risultati adjusted si veda il paragrafo "Indicatori alternativi di performance".

(*) = Dati riesposti considerando nel caso di concessioni di coltivazione mineraria in cui Gas Plus svolge il ruolo di Operatore solo i relativi ricavi e costi per la quota di partecipazione del Gruppo.

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

NOTA METODOLOGICA:

I costi operativi sono stati determinati come somma dei costi per materie prime e materiali di consumo, costi per servizi ed altri e costo del personale.

EBITDA è stato determinato come somma del risultato operativo, ammortamenti e oneri/proventi diversi.

EBIT è stato determinato come somma del risultato operativo e oneri/proventi diversi.

L'utile (la perdita) per azione è stato determinato in conformità alla previsione del principio contabile IAS 33.

Il "Totale indebitamento finanziario" recepisce l'orientamento ESMA, pubblicato il 4 marzo 2021, che la Consob richiede di adottare a partire dal 5 maggio 2021 con il "Richiamo di attenzione n. 5/21 del 29 aprile 2021".

L'EBITDA, l'EBIT e il Totale indebitamento finanziario, come sopra definiti, sono misure utilizzate dalla Direzione del Gruppo per monitorare e valutare l'andamento operativo dello stesso e non sono identificate come misura contabile nell'ambito degli IFRS; pertanto, non devono essere considerate una misura alternativa per la valutazione dell'andamento del risultato, della situazione patrimoniale e finanziaria e dei flussi di cassa del Gruppo. Poiché la composizione di tali misure non è regolamentata dai principi contabili di riferimento, il criterio di determinazione applicato dal Gruppo potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri e pertanto potrebbe non essere comparabile.

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE CONSOLIDATA AL 30 GIUGNO 2026**Highlights**

Signori Azionisti,

il primo semestre del corrente anno ha visto, per la prima volta sull'intero periodo, l'apporto della produzione di Longanesi, che è risultata in linea con le previsioni più favorevoli tenuto conto dell'utilizzo degli impianti di prova e che ha determinato un incremento della produzione complessiva di gas del Gruppo rispetto al primo semestre 2025 attorno al 46%.

Sul medesimo ordine di grandezza si è assestata la crescita dei principali indicatori economici (Ebitda, nonché Ebit e Risultato Netto, nonostante l'aumento degli ammortamenti, in prevalenza connesso a Longanesi).

A tali risultati hanno inoltre contribuito, pur se in termini ben più contenuti, anche il ristabilimento di normali livelli di marginalità della *B.U. Retail* e per la *B.U. Network* l'apporto, per il solo secondo trimestre, delle risultanze della neoacquisita BS Reti Gas.

Al tempo stesso, nonostante gli investimenti su Longanesi e per l'acquisto della predetta società, si registra inoltre un primo saldo attivo della Posizione Finanziaria Netta.

SINTESI DEI RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI CONSOLIDATI

Nel primo semestre dell'esercizio l'*EBITDA* ha raggiunto i 50,1 milioni di euro rispetto ai 32,8 milioni di euro del 2025 con una crescita da attribuire prevalentemente all'aumento delle produzioni di gas. L'*EBIT* si è attestato a 27,5 milioni di euro contro i 18,6 milioni di euro del 2025 con una crescita in valore assoluto inferiore a quella dell'*EBITDA* per l'aumento degli ammortamenti di competenza del Gruppo (22,6 milioni di euro rispetto ai 14,1 milioni di euro del 2025). Dopo oneri diversi per 0,9 milioni di euro il *Risultato Operativo* è stato pari a 26,6 milioni di euro (18,6 milioni di euro nel 2025).

A valle del *Risultato Operativo* gli oneri finanziari netti che comprendono oneri di attualizzazione fondi per 2,7 milioni di euro (come nel 2025) hanno registrato un significativo calo (3,8 milioni di euro contro 4,3 milioni di euro del 2025) riflettendo la minore esposizione finanziaria nel corso del semestre.

Le *imposte sul reddito* sono state pari a 7,0 milioni di euro rispetto a 4,1 milioni di euro del corrispondente periodo del 2025 per effetto della crescita del risultato economico.

Il semestre si è chiuso infine con un *utile netto* di 15,9 milioni di euro rispetto a 10,2 milioni di euro del corrispondente periodo del 2025.

Sotto il profilo patrimoniale e finanziario, il Gruppo conferma la solidità della propria struttura.

Gli investimenti sono stati in forte crescita rispetto al dato del 2025 (42,5 milioni di euro contro 9,1 milioni di euro del corrispondente periodo dell'esercizio precedente) a seguito dell'acquisizione (per 28,5 milioni di euro) della *newco* BS Reti Gas S.r.l. a cui Italgas S.p.A. ha conferito alcuni impianti di distribuzione gas dell'ATEM Brescia 5 – Sud Est con circa 19.000 Pdr. Il pagamento del corrispettivo dell'operazione è avvenuto in data 31 marzo 2026 mentre l'acquisizione si è perfezionata il 1° aprile 2026. Gli altri investimenti hanno riguardato prevalentemente le attività di sviluppo *E&P* (12,2 milioni di euro contro 7,4 milioni di euro del 2025). Gli investimenti sono stati finanziati tramite le linee già disponibili ed il *cash flow* delle attività operative.

L'*indebitamento finanziario netto* ha registrato un saldo a credito di 10,6 milioni di euro rispetto ad un saldo a debito di 5,5 milioni di euro di fine 2025 grazie ai positivi flussi di cassa di tutte le attività operative del Gruppo. L'indebitamento finanziario include per 9,4 milioni di euro (17,3 milioni di euro a fine 2025) gli effetti contabili dell'applicazione del principio contabile IFRS 16, al netto dei quali risulterebbero disponibilità nette per 20,0 milioni di euro.

A fine semestre il rapporto tra indebitamento finanziario e patrimonio netto è diventato di segno negativo (-0,04) rispetto al già contenuto dato ma di segno positivo di fine 2025 (+0,02).

SCENARIO DI RIFERIMENTO

Il primo semestre 2026, dopo i primi mesi, ha dovuto scontare il blocco di Hormuz e gli effetti degli attacchi ucraini al sistema di raffinazione e ad altre infrastrutture energetiche russe.

La domanda di idrocarburi si è comunque confermata sostanzialmente anelastica, con una previsione di consumi 2026 su 2025 in calo di 1,6 milioni di barili/giorno per il petrolio (- 1,5%, stime IEA) e dello 0,2 % per il gas naturale (stima IGU).

I prezzi sono stati caratterizzati da altissima volatilità, in buona parte riflesso del variare quotidiano se non orario delle aspettative del mercato relative ai tempi del conflitto iraniano e della riapertura di Hormuz.

Il Brent prima dell'inizio del conflitto navigava tra i 60 e i 70 dollari/barile e da allora è arrivato ad oltre i 110 dollari per poi scendere (all'annuncio a luglio della tregua) quasi a 70 e infine rimbalzare a seconda del sentimento del mercato tra 80 e 100 dollari.

Il gas in Europa quotava nell'intorno di 30 Euro MWh; si è messo a oscillare tra 40 e 50 con punte oltre i 60 e ha infine superato i 70 Euro MWh. Eccezione alla regola è stato il gas americano (Henry Hub) che è quasi raddoppiato di prezzo prima del conflitto per ragioni insieme metereologiche (ondata di gelo) e finanziarie (volume delle posizioni corte), per poi tornare ai valori precedenti e mantenersi stabile dall'inizio della guerra. Si è insomma confermata la condizione di isolamento del mercato americano e di sua indifferenza alla crisi mediorientale.

In punto di petrolio, più ancora dei movimenti di prezzo in assoluto sarebbero da tenere sotto osservazione i movimenti di prezzo dei prodotti raffinati. I greggi dei Paesi del Golfo sono in prevalenza medio pesanti e in raffinazione il loro impiego ottimale è per la produzione di prodotti intermedi (gasolio, jet fuel, ecc.). Le raffinerie russe coinvolte sono a loro volta anche per la qualità del greggio nazionale orientate allo stesso tipo di produzione. Tra blocco di Hormuz e attacchi alle raffinerie russe è venuta così meno una quota significativa della capacità di raffinazione mondiale (e la perdita di capacità russa è ormai superiore a quella del Golfo) e si è moltiplicato il margine di raffinazione (*crack spread*, ovvero la differenza tra il prezzo di acquisto della materia prima e il prezzo di vendita del prodotto raffinato). Un margine di 20 dollari/barile rende comodamente profittevole la raffinazione e oggi stiamo parlando di 40/50 dollari con punte arrivate vicino a 90 per diesel e jet fuel.

In punto di gas, la situazione europea nel breve potrebbe avere connotazioni di criticità. Gli scenari prebellici lo davano abbondante per l'inverno a venire, grazie anche alla progressiva entrata in funzione di nuovi impianti di liquefazione (prevalentemente negli Stati Uniti). Il blocco del Golfo ci ha però sottratto il 20% del GNL corrente; un 17/18% della capacità di liquefazione qatarina è andata distrutta (e il suo ripristino richiederebbe dai 4 ai 5 anni); e il progettato raddoppio della capacità è stato rallentato dagli eventi bellici. Il GNL che proveniva dal Golfo era pari al 3% dei consumi mondiali di gas naturale e il suo rimpiazzo non è immediato. Il che alle soglie dell'autunno dà ragione del perché dall'inizio della guerra il prezzo del petrolio sia cresciuto fino al 40% del prezzo prebellico mentre il prezzo del gas europeo sia arrivato a più che raddoppiare.

Lo scenario per il secondo semestre di quest'anno e l'anno a seguire è perciò e di necessità ridotto poco più di uno stato d'animo e si fa funzione del quantum e del quando di una qualche restaurata normalità di traffici e flussi.

Di fatto la maggior parte degli analisti ipotizza più scenari, stimati per Hormuz in funzione dei tempi e delle modalità della normalizzazione. Per comodità di riferimento, di seguito si utilizzano come fonti EIA e Goldman Sachs.

L'ipotesi più seguita (normalizzazione graduale entro il 2026) proietta un prezzo medio 2026 intorno agli 87 dollari/barile (EIA STEO, proiezione di agosto) e un 2027 intorno ai 69 (Goldman

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

Sachs, fine luglio).

Il gas europeo chiuderebbe l'anno oltre i 60 € MWh, scalando a 31 nel 2027. Il gas americano si manterrebbe sostanzialmente stabile intorno (al cambio odierno) ai 10 € MWh.

Lo scenario cambierebbe radicalmente in caso di *disruption* prolungata oltre la fine del 2026, con il petrolio che a fine anno viaggierebbe intorno ai 100 dollari/barile e il gas che prima della fine dell'anno secondo Goldman Sachs potrebbe almeno temporaneamente superare i 100€ MWh.

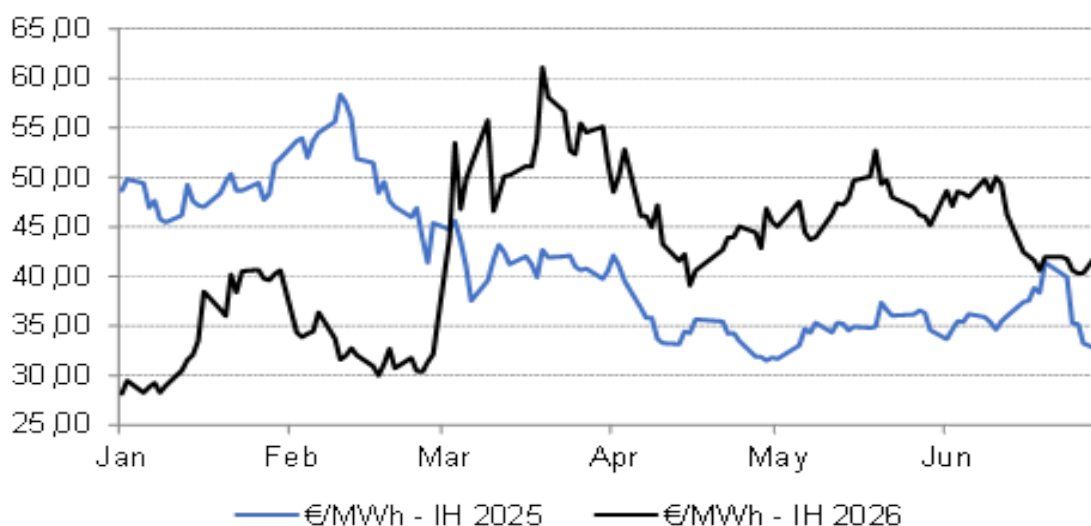
Con l'avvertenza che tutti gli scenari sono soggetti a revisione quasi quotidiana, in funzione del cambiar di sentimento circa i tempi della crisi e che l'unica certezza sembrerebbe essere che la volatilità dei prezzi continuerà ad accompagnarci.

Cambio euro/dollaro

Nel corso del primo semestre del 2026 la media del cambio €/€ si è attestata a 1,17 in crescita rispetto ai valori del corrispondente periodo dell'esercizio precedente (pari a 1,09).

Si riporta qui di seguito il *trend* delle quotazioni del gas naturale (TTF) e del *Brent*, espresso in dollari ed euro al barile.

Grafico 1 – Trend Prezzo del gas naturale Spot TTF (Borsa del Gas Olandese)



GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

Grafico 2 – Trend Prezzo del Brent (USD)

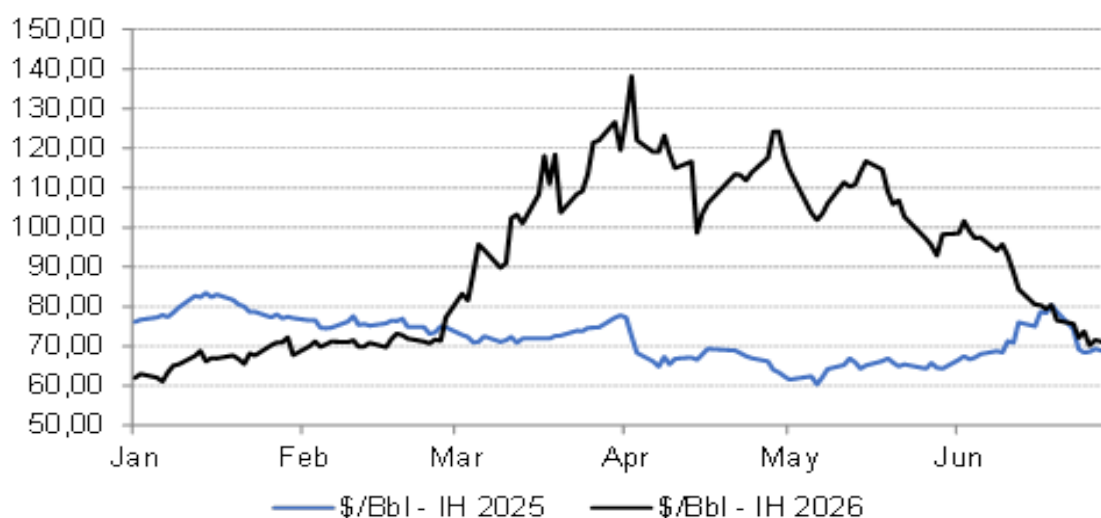
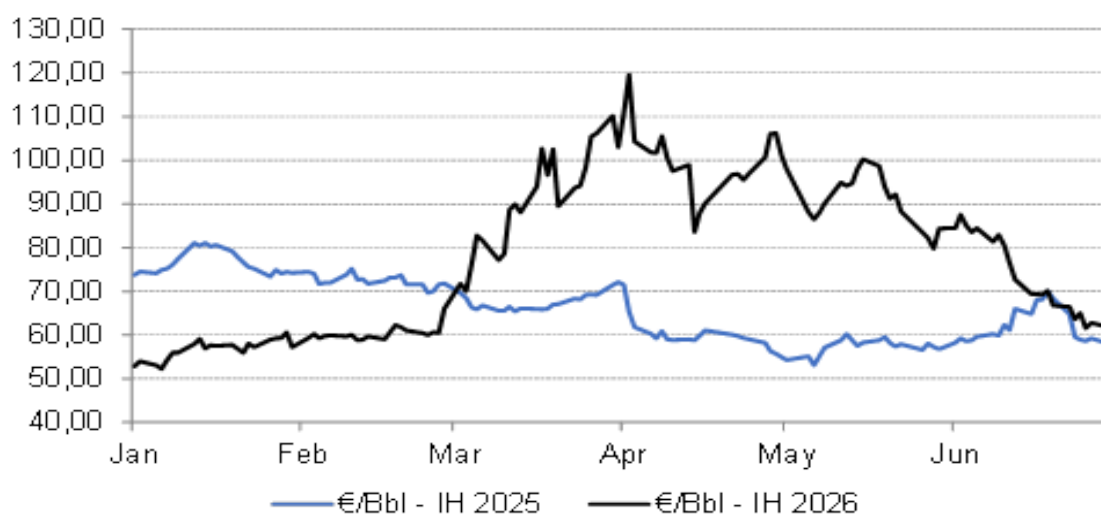


Grafico 3 – Trend Prezzo del Brent (EUR)



L'evoluzione del mercato dell'energia nel primo semestre è stata condizionata dalle vicende del Medio Oriente, con alterne quotazioni legate ai continui cambiamenti di strategia delle parti in guerra.

A questo stato di cose si deve aggiungere il diverso comportamento tenuto dai vari Paesi nel settore del gas, con una situazione all'interno dell'Europa molto differenziata sia per gli approvvigionamenti (alcuni fruiscono ancora delle forniture della Russia) che per la politica nella gestione delle scorte negli impianti di stoccaggio.

I riflessi sui prezzi azionari di mercato sono evidenti e mostrano una volatilità significativa: il prezzo minimo del periodo è risultato pari a € 5,30 e il massimo a € 7,94, con un andamento che nei tre mesi da aprile a giugno ha performato meno del mercato, come risulta dal grafico esposto.

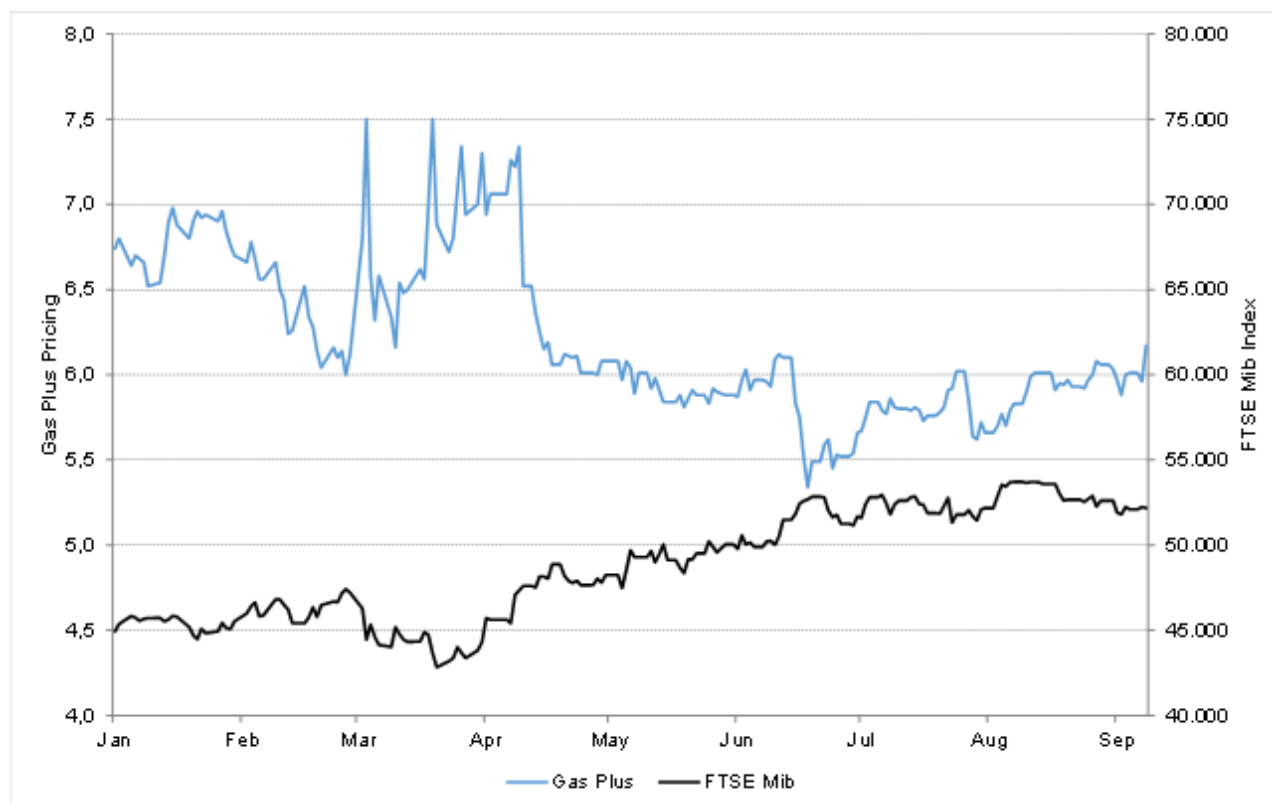
GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

Anche i volumi hanno manifestato un andamento molto variabile con una media di 142 mila azioni al giorno rispetto a un massimo di 1,6 milioni di pezzi.

L'aspettativa è che il consuntivo del primo semestre 2026 e il buon andamento delle attività estrattive restituiscano al titolo un corretto posizionamento, in linea con il mercato di riferimento e con le valutazioni dell'analista di riferimento che individua un prezzo target di € 8,00.

Grafico 4 – Trend Borsistico (1° gennaio 2026 all'8 settembre 2026)



Di seguito viene commentato l'andamento delle singole *business unit* nel corso del primo semestre dell'anno.

Business Unit Exploration & Production

Nella seguente tabella, al fine di consentire una corretta comparazione dei dati, sono esposti i risultati delle singole società facenti parte della *Business Unit E&P* ed operanti in Italia (*B.U. E&P Italia*), ossia *Gas Plus Italiana S.r.l.* (di seguito GPI) e *Società Padana Energia S.r.l.* (di seguito SPE), e in aggregato quelli delle società attive all'estero (*B.U. E&P Estero*), ossia *Gas Plus International B.V.* e *Gas Plus Dacia S.r.l.*

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

	30/06/2026			
	GPI	SPE	ESTERO	TOTALE
Produzione lorda (MSmce)	17,4	87,0	55,5	159,9
Ricavi (mln €)	8,5	45,4	21,9	75,8
EBITDA (mln €)	2,1	28,5	13,4	44,0
Investimenti esplorativi (mln €)	0,1	-	0,2	0,3
Investimenti di sviluppo (mln €)	-	12,0	0,2	12,2

	30/06/2025			
	GPI	SPE	ESTERO	TOTALE
Produzione lorda (MSmce)	19,4	44,2	55,3	118,9
Ricavi (mln €)	10,5	23,9	24,6	59,0
EBITDA (mln €)	4,8	9,6	14,2	28,6
Investimenti esplorativi (mln €)	0,1	0,1	0,1	0,3
Investimenti di sviluppo (mln €)	0,4	6,4	0,6	7,4

ITALIA*Risultati economici*

Sotto il profilo dell'andamento economico, il primo semestre del 2026 è stato caratterizzato da un aumento dei ricavi (+19,5 milioni di euro) legato prevalentemente alla crescita delle produzioni di gas (circa +94%).

L'*EBITDA* ha pertanto raggiunto i 30,6 milioni di euro contro i 14,4 milioni di euro del corrispondente periodo del 2025 ed ha scontato oneri fiscali (*royalties*) per 3,1 milioni di euro (1,6 milioni di euro nel 2025).

Produzione

Al termine del primo semestre del 2026 la produzione lorda di gas, condensati e petrolio è stata pari a 104,4 *MSmce*, di cui 17,4 *MSmce* relativi a GPI e 87,0 *MSmce* relativi a SPE.

In termini di tipologia di prodotto la produzione lorda di gas del periodo è stata pari a 103,5 *MSmc* contro 53,3 *MSmc* del primo semestre 2025. L'incremento è principalmente attribuibile al contributo temporale della concessione "Longanesi" che nel 2026 ha beneficiato dell'intero semestre di produzione mentre nel 2025 era stata avviata la produzione solo a partire dal mese di marzo, raggiungendo livelli commerciali dall'inizio del mese di giugno.

L'andamento produttivo del primo semestre 2026 ha, per contro, confermato i limiti dell'impianto temporaneo, già riscontrati nell'ultima parte dell'anno 2025, dovendo rimodulare a livelli inferiori al periodo pregresso la produzione del giacimento per consentire una continuità produttiva. Come evidenziato anche nella relazione di commento ai risultati dell'anno 2025, gli

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

impianti temporanei utilizzati per le prove di esercizio se da un lato hanno consentito l'anticipo della produzione durante la costruzione degli impianti definitivi dall'altro lato presentano caratteristiche di efficienza non sovrapponibili a questi ultimi.

Relativamente alle produzioni degli altri giacimenti si è registrata una riduzione di produzione di circa il 13%, in linea con le previsioni di budget. Sono attualmente in fase conclusiva le attività di manutenzione necessarie all'installazione di un'isola di compressione per la concessione Spilamberto e per le concessioni di Fornovo di Taro e Montedone, necessarie per contrastare il naturale declino della produzione.

La produzione di petrolio e condensati è stata invece pari a 0,9 MSmce contro 10,3 MSmce del primo semestre del 2025, in riduzione sostanzialmente a causa della fermata definitiva della produzione della concessione Mirandola.

**PRODUZIONE LORDA DI GAS
(MSmc)**

	1° Semestre 2026	1° semestre 2025	Differenza 2026-2025
GPI	17,2	19,1	(1,9)
SPE	86,3	34,2	52,1
Totale	103,5	53,3	50,2

**PRODUZIONE LORDA DI PETROLIO E CONDENSATI
(Msmce)**

	1° semestre 2026	1° semestre 2025	Differenza 2026-2025
GPI (*)	0,2	0,3	(0,1)
SPE	0,7	10,0	(9,3)
Totale	0,9	10,3	(9,4)

* Il dato di Produzione lorda di petrolio e condensati è comprensivo del valore della Concessione B.C7.LF S.Maria a Mare e non del valore del campo Sarago Mare.

Sviluppo

Nel primo semestre del 2026 sono proseguiti i lavori per l'adeguamento della centrale di trattamento gas di San Potito della concessione "Longanesi" con la società Rosetti Marino S.p.A. ed i lavori per la realizzazione degli impianti di superficie delle aree pozzo della concessione con la società Max Streicher S.p.A..

Nell'ultima parte del corrente anno è prevista l'interruzione della produzione del giacimento per consentire l'avvio delle attività propedeutiche al passaggio dagli impianti temporanei a quelli definitivi allo scopo di avviare quest'ultimi nel primo trimestre del 2027.

Tale periodo di fermo produttivo sarà molto importante non solo per la transizione agli impianti definitivi, ma anche per gli approfondimenti che verranno parallelamente svolti come la campagna di registrazione dei profili statici di pressione e temperatura sui singoli pozzi e la collezione delle informazioni utili per la valutazione del reservoir.

Sempre nel primo semestre del 2026, sono proseguite le analisi e gli studi necessari alla ripresa della produzione di alcuni giacimenti del parco titoli della *Business Unit*.

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

Chiusure Minerarie

Sono proseguite le attività preliminari al ripristino delle aree dei pozzi Palmori 1 e Palmori 4 della concessione Masseria Acquasalsa.

Sono inoltre proseguite le attività di chiusura mineraria dei pozzi del campo Muzza della concessione Recovato e le attività di chiusura mineraria di uno dei pozzi della concessione Mirandola.

Esplorazione e ricerca

Sono proseguite le revisioni sismiche e gli studi geologici e geofisici sui principali siti, necessari per programmare interventi di miglioramento della produzione.

Patrimonio titoli

Nel primo semestre del 2026, non si segnalano variazioni del patrimonio titoli della *Business Unit*.

Pertanto, il numero complessivo delle concessioni di coltivazione rimane di 39 di cui 28 concessioni con il Gruppo in veste di operatore e 11 in veste di partner non operatore.

	<i>Gruppo operatore</i>	<i>Terzi operatori</i>	<i>Totale</i>
Istanze di concessione	0	1	1
Permessi di ricerca	0	1	1
Concessioni di coltivazione	28*	11	39

* di cui n.9 concessioni di Società Padana Energia S.r.l. e n. 19 concessioni di Gas Plus Italiana S.r.l.

Riserve

Le riserve 2P complessive di idrocarburi al 30 giugno 2026 sono stimate nelle seguenti quantità:

	31/12/2025			30/06/2026		
	GPI	SPE	Totale	GPI	SPE	Totale
Gas naturale (milioni di metri cubi)	887,5	1.904,3	2.791,8	870,3	1.818,0	2.688,3
Petrolio e condensati (milioni metri cubi equivalenti)	4,4	8,0	12,4	4,2	7,3	11,5
Totale idrocarburi (milioni metri cubi equivalenti)*	891,9	1.912,3	2.804,2	874,5	1.825,3	2.699,8

* Il barile di petrolio ed i condensati sono stati convertiti in metri cubi di gas equivalente utilizzando rispettivamente il coefficiente divisore di 0,00602 e di 0,00636

Le riserve al termine del primo semestre del 2026, non essendo state rilevate variazioni, risultano pari a quelle certificate, a conclusione del 2025, dall'esperto indipendente SIM al netto della produzione del periodo di riferimento.

Altre informazioni attinenti all'attività del periodo

Relativamente alla concessione di Garaguso, la cui attività produttiva è ripresa all'inizio del 2019, dopo la conclusione della seconda procedura arbitrale che ha previsto la destituzione dell'Operatore, lo stesso Operatore destituito ha impugnato detto lodo dapprima davanti al Tribunale di Milano con esito negativo e successivamente alla Corte di Appello di Milano. Dato il rigetto dell'appello, i ricorrenti hanno successivamente presentato ricorso in Corte di Cassazione, rispetto al quale Gas Plus Italiana S.r.l. ha presentato controricorso. Si è ora in attesa della fissazione dell'udienza.

È inoltre in discussione la valorizzazione di alcune poste con l'operatore Energean relative ad un titolo a mare gestito dallo stesso.

Si rimanda poi a quanto riportato nella Relazione al Bilancio 2025 al paragrafo "Sicurezza e Ambiente" in ordine ad alcuni procedimenti amministrativi di natura ambientale ed ai giudizi instaurati, precisando che nello scorso mese di luglio il Consiglio di Stato si è espresso accogliendo tutti gli appelli presentati per i quali si è già tenuta l'udienza di discussione, annullando i provvedimenti provinciali di individuazione del soggetto responsabile che erano stati impugnati per carenze nelle fase istruttoria. L'amministrazione provinciale dovrà ora riavviare ex novo l'iter per l'individuazione del soggetto responsabile nel rispetto del vincolo conformativo derivante dalle suddette sentenze.

Inoltre, perseguendo nell'indirizzo assunto con la sentenza del 19 agosto 2025 richiamata nella Relazione al Bilancio 2025, il Consiglio di Stato ha annullato due provvedimenti regionali che imponevano alla controllata l'adozione di una serie di misure, confermando così la limitazione della portata delle attività richiedibili dalla Pubblica Amministrazione alla controllata quale soggetto non responsabile della contaminazione.

In ogni caso, alla luce dell'esito di detti giudizi e sulla scorta dei pareri tecnici e legali ottenuti, si continua a ritenere del tutto marginale, ed addirittura nullo in taluni casi, il potenziale grado di coinvolgimento della controllata in ordine sia nell'attribuzione della responsabilità, sia negli oneri che ne dovessero derivare.

Per quanto concerne invece gli interventi normativi e legislativi con un potenziale impatto sulle attività della *B.U. E&P* si rinvia a quanto esposto al paragrafo "Rischi normativi e regolatori" della presente relazione.

ESTERO

Con riferimento alle attività *E&P* all'estero, data la rilevanza del progetto, vengono di seguito commentate esclusivamente quelle in Romania (tramite Gas Plus Dacia S.r.l.).

Risultati economici

I ricavi del primo semestre 2026 sono stati pari a 21,9 milioni di euro (24,6 milioni di euro nel 2025) a fronte di produzioni in linea con quelle del corrispondente periodo dell'anno precedente ed hanno scontato l'effetto negativo delle coperture sulle *commodity* per circa 2,4 milioni di euro.

L'*EBITDA* ha raggiunto i 13,4 milioni di euro (14,2 milioni di euro nel 2025) ed ha scontato oneri fiscali (*royalties e windfall tax*) per 4,0 milioni di euro (come nel corrispondente periodo del 2025).

Produzione

La produzione lorda del primo semestre 2026, in quota Gas Plus, è stata di circa 55,5 MSmc, sostanzialmente in linea con quella del corrispondente periodo del 2025 (55,3 MSmc).

Attività del periodo

Nel corso del primo semestre del 2026 sono proseguite le attività operative e gli investimenti mirati all'ottimizzazione della produzione, al conseguimento degli obiettivi come da programma ed al mantenimento degli attuali livelli produttivi giornalieri ("plateau") dei campi *off-shore* di Ana e Doina (circa 3 milioni di metri cubi al giorno).

Sono stati inoltre completati interventi finalizzati al miglioramento dell'efficienza operativa e della sicurezza della piattaforma Ana, nonché alcune opere di potenziamento delle infrastrutture nell'area dell'impianto di trattamento del gas.

Nel primo semestre del 2026, inoltre, si è conclusa l'interpretazione del volume sismico 3D (circa 700 km² di dati), che era stato rielaborato durante il 2025 con l'obiettivo di migliorare la qualità dei dati sismici esistenti. Tale obiettivo è stato raggiunto. Il lavoro di interpretazione ha permesso di individuare, all'interno delle concessioni di Ana e Doina, alcune zone prospettive in termini di potenziale minerario. Attualmente, sono in corso approfondimenti geologici e geofisici per valutare la fattibilità di futuri programmi esplorativi.

Nel frattempo, in linea con le vigenti direttive europee in materia, continuano gli studi economici e di fattibilità per progetti in ambito di riduzione, cattura e stoccaggio di CO₂ nei campi non più in produzione e per progetti che riguardino l'utilizzo futuro delle infrastrutture esistenti, ad uso anche di terzi.

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

Riserve

La stima delle riserve 2P dei due giacimenti, a giugno 2026 è valutata in circa 0,4 miliardi di standard metri cubi per la quota del 10% di interesse di Gas Plus.

Per quanto concerne invece gli interventi normativi e legislativi con un potenziale impatto sulle attività della *B.U. E&P*, si rinvia a quanto esposto al paragrafo “Rischi normativi e regolatori” della presente relazione.

Business Unit Retail

I principali dati della *Business Unit Retail* relativi al primo semestre del 2026 sono i seguenti:

	30/06/26	30/06/25
Volumi venduti (MSmc)	22,9	25,7
Ricavi (mln €)	21,9	26,5
EBITDA (mln €)	2,7	0,2

Risultati economici ed andamento del periodo

I risultati economici del primo semestre 2026, a livello di EBITDA, registrano un sensibile aumento rispetto al semestre del precedente esercizio (2,7 milioni di euro rispetto a 0,2 milioni di euro del 2025), influenzati:

- in primo luogo, da componenti positive non ricorrenti (per circa 0,5 milioni di euro) derivanti dalle ulteriori sessioni di aggiustamento Snam relative all’anno 2022 mentre il corrispondente periodo dell’anno precedente aveva scontato componenti negative non ricorrenti (per circa 1,8 milioni di euro) sempre conseguenti alle sessioni di aggiustamento Snam per gli anni 2020-2022. Al netto di tali componenti l’EBITDA si sarebbe assestato a 2,2 milioni di euro nel 2026 rispetto a 2,0 milioni di euro del 2025;
- dalla riduzione dei ricavi (-17,4%) dovuti ad una riduzione dei volumi venduti (-11,0%) riconducibile alla variazione in diminuzione dei clienti serviti (-7,4%) ed alla diminuzione degli scenari relativi al prezzo della materia prima che hanno interessato i mesi di gennaio e febbraio, periodo più energivoro dell’anno.

Business Unit Network

La *Business Unit Network* opera, al 30 giugno 2026, nell’attività di distribuzione gas in 54 Comuni delle regioni Lombardia e Emilia-Romagna rispetto ai 40 dello scorso anno a seguito

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

dell'acquisizione di BS Reti Gas S.r.l..

Il 31 marzo 2026 GP Infrastrutture S.r.l. con atto (Rep. n. 31762) a rogito del prof. Trimarchi, notaio in Milano, ha infatti acquistato con effetti a decorrere dal 1° aprile 2026 una quota rappresentativa dell'intero capitale sociale della predetta società. Per effetto di tale operazione sono stati acquisiti gli impianti di distribuzione di 14 Comuni situati nelle provincie di Brescia e Mantova dell'ATEM "Brescia 5 Sud-Est", a cui corrispondono circa 19.000 PdR, circa 37 milioni di smc/anno distribuiti di gas ed una RAB 2026 pari a circa 25,8 milioni di euro.

I principali dati della *Business Unit Network* relativi al primo semestre del 2026 sono i seguenti:

	30/06/26	30/06/25
Volumi distribuiti (MSmc)	104,0	103,7
Ricavi (mln €)	9,2	9,0
EBITDA (mln €)	4,6	5,1
Investimenti (mln €)	29,8	1,4

Risultati economici

I ricavi del primo semestre 2026 si sono attestati a 9,2 milioni di euro rispetto ai 9,0 milioni di euro del 2025, mentre l'*EBITDA* ha raggiunto i 4,6 milioni di euro rispetto ai 5,1 milioni di euro del 2025. A partire dal 1° aprile 2026, tali risultati recepiscono le componenti economiche di BS Reti Gas S.r.l.

Si segnala che, nel primo semestre del 2025, avevano incluso componenti positive non ricorrenti per circa un milione di euro derivanti dai congruagli dei saldi di perequazione per gli anni dal 2020 al 2023 che avevano del tutto compensato gli effetti della riduzione (circa 0,6 milioni di euro) del *Vincolo Ricavi* (VRT) a seguito del calo del WACC dal 6,5% al 5,9%.

Nel corso del primo semestre la *Business Unit Network* ha distribuito 104,0 MSmc di gas rispetto ai 103,7 MSmc del 2025. Nonostante l'apporto di BS Reti Gas S.r.l. per circa 5,5 Mln/Smc i volumi di gas distribuito risultano sostanzialmente in linea con l'analogo periodo del 2025 (+0,3%) anche a causa delle condizioni climatiche più miti.

Rapporti con Enti Concedenti

In merito ai rapporti concessori, giova evidenziare che, a seguito delle disposizioni dell'art. 24 del Decreto Legislativo 93/11, le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas sono ammesse solo per Ambito Territoriale (ATEM); pertanto, nelle more della definizione degli aspetti propedeutici la gara d'ambito, i gestori continuano ad erogare il servizio, anche oltre la scadenza

naturale e/o *ope legis* concordata.

Con il “DDL Concorrenza 2022” (approvato con la Legge n. 118/2022), sono previsti interventi destinati alle gare per il servizio di distribuzione gas naturale: in particolare, la principale novità riguarda il riconoscimento, a favore degli Enti concedenti, del valore di rimborso dei cespiti di proprietà pubblica, calcolato tramite l’applicazione delle Linee Guida MISE (DM 22/05/2022).

Al 30 giugno 2026 sono stati pubblicati 53 bandi di gara, tra i quali l’ATEM di “Piacenza 1 - Ovest” comprendente 4 comuni gestiti della *Business Unit*. I primi bandi e disciplinari (oggetto di numerose impugnazioni al TAR) hanno evidenziato come le procedure ed i meccanismi attuativi adottati per lo svolgimento delle gare risultino complessi e di difficile implementazione.

Nell’ATEM di “Milano 1”, la Stazione appaltante ha assegnato, a valle di ampio contenzioso, (con ricorsi presentati da entrambi i partecipanti) l’aggiudicazione definitiva, a cui ha fatto seguito la stipula del nuovo contratto, ad Unareti S.p.A. (gruppo A2A).

Negli ATEM di “Torino 1”, “Torino 2”, “Torino 5”, “Belluno”, “Valle d’Aosta”, “La Spezia”, “Catanzaro-Crotone” e “Biella” le relative Stazioni appaltanti hanno provveduto all’aggiudicazione definitiva alla società Italgas Reti S.p.A..

Nell’ATEM di “Napoli 1”, a seguito della sentenza del Consiglio di Stato, è stata confermata l’aggiudicazione a favore della Società 2i Rete Gas S.p.A. (oggi Italgas Reti S.p.A.).

Nell’ATEM di “Udine 2”, l’aggiudicazione è stata assegnata all’incumbent AcegasApsAmga S.p.A. (gruppo Hera).

Nell’ATEM di “Rimini”, l’aggiudicazione è stata assegnata all’incumbent Adrigas S.p.A.

Negli ATEM di “Trento 1”, “Trento 2” e “Trento 3” la Stazione appaltante ha pubblicato una gara unica e l’aggiudicazione è stata assegnata all’incumbent Novareti S.p.A.

I termini di scadenza per la pubblicazione dei bandi di gara sono stati approvati con il Decreto-legge n. 210/2015 (Milleproroghe 2016, convertito nella legge n. 21/2016) e sono tutti scaduti.

La *Business Unit* continua la propria attività finalizzata alla definizione del valore di rimborso degli impianti e degli ulteriori adempimenti previsti dalla normativa di settore in vista delle future gare d’ambito.

Tariffe di distribuzione

Con la deliberazione n. 532/2025/R/gas, ARERA ha approvato la proroga dell’attuale sistema tariffario per gli anni 2026 e 2027, allungando quindi la durata dell’attuale periodo regolatorio di un biennio. Pertanto, per i prossimi anni non sono previste modifiche nella struttura delle componenti

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

tariffari. Nel frattempo, è intenzione di ARERA sviluppare le proposte per l'implementazione del sistema tariffario ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio), già attivo in altri servizi infrastrutturali elettrici e gas. Con il DCO 267/2026/R/gas è stata pubblicata la prima consultazione in merito, con l'obiettivo di poter disporre del documento finale nell'anno 2027.

Con la deliberazione n. 574/2025/R/gas sono state approvate le tariffe obbligatorie 2026, mentre con la deliberazione 107/2026/R/gas sono state approvate le tariffe di riferimento definitive (quindi il VRT) per l'anno 2025.

Ambito regolatorio e normativo

In merito all'obbligo di messa in esercizio dei gruppi di misura elettronici si è conclusa con successo, entro il 31/12/2023, la campagna di sostituzione prevista dall'ARERA di una quota pari al 85% dei misuratori G4 e G6 con smart meters. Ad oggi l'Autorità non ha posto in capo agli esercenti nuovi obblighi. La *Business Unit* prosegue, comunque, sia l'installazione di *smart meters* gas presso i nuovi PdR, sia la campagna di sostituzione dei restanti contatori tradizionali.

Investimenti

La *Business Unit*, al termine del primo semestre del 2026, ha effettuato investimenti sugli impianti per 29,8 milioni di euro di cui 28,5 milioni di euro per l'acquisizione di BS Reti Gas S.r.l..

Tee

In data 21 luglio 2025 è stato approvato da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, il decreto ministeriale contenente l'indicazione dei nuovi obblighi per gli anni 2025-2030.

L'obbligo per l'anno 2026 non è ancora stato determinato da ARERA e sarà noto entro la fine del corrente anno.

Altre attività e attività non allocate: Business Unit Storage*Risultati economici*

Le attività nel settore dello "stoccaggio di idrocarburi" sono state incluse tra le "altre attività e attività non allocate" nella nota esplicativa al bilancio consolidato dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 n. 6, *Informativa di settore*, che comprendono principalmente, oltre alle attività della *Business Unit Storage*, le attività relative alle funzioni comuni e servizi centralizzati della capogruppo Gas Plus S.p.A. (nel seguito "Gas Plus", la "Società" o la "Capogruppo"). L'inclusione nelle "altre attività e attività non allocate" della *Business Unit Storage* è stata decisa in quanto, in funzione della complessità tecnica e dei necessari *iter* autorizzativi, essa è tuttora in fase di avviamento e pertanto

non consegue ancora ricavi. Da segnalare inoltre che la *Business Unit Storage* non consuntiva significativi valori patrimoniali e significativi costi di gestione, essendo state mantenute in carico esclusivamente le spese per gli studi (in particolare tecnici e progettuali) e per le attività connesse alla prosecuzione dei relativi *iter* autorizzativi ed al successivo affidamento delle opere da realizzarsi, dopo aver imputato, nell'esercizio 2014, a conto economico integralmente le opere sino ad allora eseguite sui siti prima del completamento degli *iter* autorizzativi.

Attività del periodo

Le attività nel settore dello stoccaggio di gas sono relative allo sviluppo di tre progetti, tutti in veste di operatore, che consentiranno di disporre di una capacità di stoccaggio di circa 1 miliardo di metri cubi (working gas), per circa il 90% di competenza del Gruppo Gas Plus, da raffrontare con i circa 13 miliardi di metri cubi di capacità nazionale, al netto dello stoccaggio strategico. Anche per la specifica collocazione geografica dei tre progetti, tutti lungo la dorsale adriatica nelle tre regioni delle Marche, dell'Abruzzo e del Molise, lo sblocco, la realizzazione e l'esercizio congiunto dei tre progetti consentirebbe di beneficiare di una significativa "massa critica" in termini di volumi di gas trattabili e di importanti sinergie.

Nel corso del 2014 erano stati rilasciati i provvedimenti di compatibilità ambientale (VIA) per i progetti Poggiofiorito e San Benedetto.

Per quanto riguarda il progetto San Benedetto, l'ultimo ricorso davanti al TAR Lazio promosso da alcuni cittadini del Comune di San Benedetto per l'impugnazione del Decreto di VIA, è stato respinto con sentenza definitiva del 31 gennaio 2025.

Nel contempo, nel mese di febbraio 2019, erano state presentate da Gas Plus Storage le istanze di proroga della VIA per i progetti di San Benedetto e Poggiofiorito.

In relazione all'istanza di proroga della VIA per il progetto San Benedetto, con Decreto Ministeriale del 13 luglio 2022 è stata negata la proroga al termine di efficacia della VIA. All'esito dei giudizi instauratisi avanti i competenti organi di giustizia amministrativa il predetto decreto è stato annullato con sentenza del TAR Lazio confermata anche dal Consiglio di Stato (luglio 2024).

In ossequio alla sentenza del TAR, il procedimento volto alla proroga della validità della VIA per il progetto San Benedetto è stato riavviato nel novembre 2023 e la Commissione Tecnica di verifica dell'impatto ambientale - VIA e VAS, con parere n° 41 del 10 gennaio 2025, ha espresso parere favorevole, con prescrizioni, circa l'istanza di proroga e con D.M. n° 559 del 24 settembre 2025 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha concesso una proroga di 6 anni della validità della VIA sino al 22 giugno 2026.

Tale D.M. è stato impugnato davanti al TAR Lazio dal Comune di San Benedetto che ha contestato la legittimità del provvedimento ministeriale e la cui udienza pubblica si è tenuta lo scorso 11 febbraio. Il TAR Lazio con sentenza pubblicata il 5 marzo 2026 ha respinto il ricorso del Comune, il quale ha successivamente impugnato la sentenza con appello al Consiglio di Stato notificato in data 27 maggio 2026. Il Consiglio di Stato ha fissato l'udienza pubblica al 19 novembre 2026.

Anche Gas Plus Storage si è vista costretta ad impugnare il decreto di proroga nella parte in cui, pur avendo accolto l'istanza di proroga, sembra far retroagire la decorrenza di tale termine alla data di scadenza del titolo prorogato, anziché alla data di rilascio della proroga stessa e/o quantomeno alla data di riavvio del procedimento di proroga avvenuto il 23 novembre 2023. L'udienza pubblica si è tenuta il 25 febbraio 2026 ed in data 12 marzo 2026 è stata pubblicata la sentenza del TAR Lazio che ha respinto il ricorso di Gas Plus Storage.

Nel contempo Gas Plus Storage, in data 20 febbraio 2026, ha presentato una nuova istanza di proroga quinquennale della VIA.

Per quanto riguarda l'istanza di proroga della VIA relativa al progetto Poggiofiorito la Commissione VIA-VAS del MASE ha espresso parere favorevole alla proroga della VIA con il parere n. 111 del 6 ottobre 2025.

Il Gruppo, pur dovendo fronteggiare in parte dell'opinione pubblica un atteggiamento notevolmente critico rispetto alla realizzazione di nuove infrastrutture energetiche, resta costantemente impegnato nel proseguimento di tutte le attività tecniche e, eventualmente, delle azioni di carattere legale che risulteranno necessarie per completare gli iter autorizzativi di tali progetti, di rilevanza energetica nazionale.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICI E ALLA SITUAZIONE PATRIMONIALE**CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO***Importi in migliaia di euro*

	30/06/2026	30/06/2025 (*)
Ricavi	87.776	80.724
Altri ricavi e proventi	1.150	1.018
TOTALE RICAVI	88.926	81.742
Costi per materie prime e materiali di consumo	(5.197)	(18.898)
Costi per servizi ed altri	(29.692)	(26.050)
Costo del personale	(3.900)	(4.039)
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	50.137	32.755
Ammortamenti e svalutazioni	(24.164)	(14.109)
Altri ricavi e proventi	1.538	-
EBIT	27.511	18.646
Oneri diversi	(910)	-
RISULTATO OPERATIVO	26.601	18.646
Proventi finanziari	455	409
Oneri finanziari	(4.214)	(4.737)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	22.842	14.318
Imposte sul reddito	(6.967)	(4.143)
RISULTATO DEL PERIODO	15.875	10.175

(*) *Dati riesposti considerando, nel caso di concessioni di coltivazione mineraria in cui Gas Plus svolge il ruolo di Operatore, solo i relativi ricavi e costi per la quota di partecipazione di Gas Plus.*

L'andamento economico del primo semestre dell'anno riflette le maggiori produzioni di gas grazie al contributo, per l'intero periodo, della concessione Longanesi la cui attività è stata avviata nel corso del primo semestre dello scorso anno.

I ricavi sono infatti passati da 80.724 migliaia di euro del 2025 a 87.776 migliaia di euro del 2026 ed hanno prevalentemente riguardato l'attività di esplorazione e produzione di gas proveniente dai giacimenti del Gruppo (*B.U. E&P*) e la vendita di gas a clienti finali (*B.U. Retail*). L'attività di distribuzione gas (*B.U. Network*) è infatti tuttora svolta per una consistente parte nei confronti di una società del Gruppo ed il relativo contributo in termini di ricavi risulta limitato dalla conseguente elisione delle relative componenti economiche a livello di bilancio consolidato, mentre l'attività di stoccaggio si trova ancora in una fase di *start-up*.

L'attività di esplorazione e produzione di gas (*B.U. E&P*), a fronte di produzioni in crescita, ha generato ricavi per 59.278 migliaia di euro (46.298 migliaia di euro nel 2025) di cui 37.377 migliaia di euro (21.745 migliaia di euro nel 2025) conseguiti in Italia e 21.901 migliaia di euro (24.553 migliaia di euro nel 2025) all'estero. Tali ricavi sono comprensivi dell'effetto negativo delle coperture

sulla *commodity* per 4.736 migliaia di euro (effetto positivo di 115 migliaia di euro nel 2025). L'aumento dei ricavi è interamente da attribuire all'aumento delle produzioni di gas in quanto i prezzi medi di vendita del semestre, comprensivi delle coperture effettuate, risultano lievemente inferiori a quelli del corrispondente periodo dell'anno precedente.

Rimanendo nell'ambito dell'area *E&P*, l'attività di estrazione di petrolio e condensati, a causa delle minori produzioni a seguito della rinuncia, a far data dal 31 dicembre 2025, della concessione di Mirandola, ha visto invece scendere i propri ricavi da 2.848 migliaia di euro del 2025 a 1.109 migliaia di euro del 2026.

L'attività di vendita gas a clienti finali (*B.U. Retail*), a fronte di una riduzione dei volumi venduti (-11,0%), anche per effetto di condizioni climatiche ancora particolarmente miti, ha registrato una riduzione complessiva dei ricavi che sono passati da 25.419 migliaia di euro del 2025 a 20.891 migliaia di euro del 2026.

Infine, l'attività di distribuzione gas metano (*B.U. Network*), che ha invece evidenziato volumi distribuiti di gas sostanzialmente in linea con il 2025 (+0,3%) nonostante l'ampliamento del perimetro di attività, seppur con effetti dal secondo trimestre, ha registrato ricavi (al netto delle componenti infragruppo) per 5.171 migliaia di euro contro 5.203 migliaia di euro del 2025 che comprendevano tuttavia i conguagli positivi dei saldi di perequazione degli anni dal 2020 al 2023 per un ammontare complessivo di circa un milione di euro.

La voce *altri ricavi e proventi* ha registrato un lieve aumento rispetto al corrispondente periodo del 2025 (1.150 migliaia di euro contro 1.018 migliaia di euro del 2025). Le principali componenti della voce in esame sono costituite dai contributi di allacciamento e dai servizi ad utenti gas (244 migliaia di euro contro 256 migliaia di euro) e dai contributi per l'acquisizione dei certificati di risparmio energetico (TEE), quest'ultimi in aumento rispetto al 2025 (656 migliaia di euro contro 539 migliaia di euro del 2025).

Dal lato dei costi, sono sensibilmente diminuiti i *costi per materie prime e materiali di consumo*, passati da 18.898 migliaia di euro del 2025 a 5.197 migliaia di euro del 2026 con un calo complessivo di 13.701 migliaia di euro. In questo ambito si è registrata la forte riduzione dei costi d'acquisto del gas metano (3.063 migliaia di euro rispetto a 17.761 migliaia di euro del 2025) per le diverse modalità di approvvigionamento gas da parte della *B.U. Retail* che attualmente prevede forniture soltanto da una società del Gruppo. Si è verificato invece l'aumento dei costi per l'acquisto dei certificati di risparmio energetico – TEE (657 migliaia di euro rispetto a 535 migliaia di euro del 2025), in linea con l'andamento dei connessi ricavi.

Hanno invece registrato un aumento i *costi per servizi ed altri* il cui importo è stato pari a 29.692 migliaia di euro contro 26.050 migliaia di euro del corrispondente periodo dell'esercizio precedente

(+3.642 migliaia di euro rispetto al 2025). In questo ambito, in particolare, sono stati in linea con il dato del 2025 i costi di trasporto e stoccaggio gas, passati da 6.990 migliaia di euro del 2025 a 6.947 migliaia di euro del 2026) nonostante le maggiori quantità di gas prodotto e venduto.

L'aumento delle produzioni ha determinato una significativa crescita delle *royalties* dovute in Italia (+1.515 migliaia di euro rispetto al 2025). L'importo delle *royalties* e della *windfall tax* per le attività svolte in Romania è stato invece in linea con il dato del 2025 (+45 migliaia di euro rispetto al 2025).

Si sono mantenuti sui livelli del 2025 anche gli oneri per perdite su crediti, comprensivi delle componenti non finanziarie delle cessioni periodiche della cartolarizzazione (234 migliaia di euro contro 290 migliaia di euro del 2025).

I *costi del personale* sono risultati lievemente inferiori al valore del corrispondente periodo precedente (3.900 migliaia di euro contro 4.039 migliaia di euro del 2025) nonostante l'aumento dell'organico a seguito dell'acquisizione di BS Reti Gas S.r.l. che, però, ha avuto effetti solo a partire dal 1° aprile 2026.

L'*EBITDA* ha pertanto registrato un significativo aumento passando da 32.755 migliaia di euro del 2025 a 50.137 migliaia di euro del 2026 con una crescita in valore assoluto di 17.382 migliaia di euro.

Gli *ammortamenti* si sono attestati a 24.164 migliaia di euro rispetto a 14.109 migliaia di euro del 2025, in aumento per le maggiori produzioni di gas della concessione Longanesi. In entrambi i periodi non sono state effettuate riprese di valore e svalutazioni degli *assets* iscritti a bilancio, non essendo emersi indicatori di *impairment* che potessero influire sul loro attuale valore recuperabile.

Gli altri *ricavi e proventi* sono costituiti esclusivamente dalle quote, di competenza dei *partner* non operatori, dei costi di utilizzo dei beni in *leasing* e sono stati pari a 1.538 migliaia di euro.

L'*EBIT* è aumentato a 27.511 migliaia di euro rispetto a 18.646 migliaia di euro del corrispondente periodo del 2025 con una crescita di 8.865 migliaia di euro inferiore a quella registrata dall'*EBITDA* per l'aumento degli ammortamenti.

A valle dell'*EBIT* il *risultato operativo* è stato pari a 26.601 migliaia di euro (18.646 migliaia di euro nel 2025) dopo *oneri diversi* per 910 migliaia di euro, costituiti esclusivamente dall'aggiornamento della stima dell'onere connesso all'avvio della procedura arbitrale con l'operatore TAG G.m.b.H. a seguito della cessazione anticipata del contratto di trasporto gas a lungo termine sul sistema TAG – *Trans Austria Gasleitung*.

Il saldo negativo della gestione finanziaria è stato in forte calo ed ha raggiunto l'importo di 3.759 migliaia di euro contro 4.328 migliaia di euro del 2025.

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

In quest'ambito i *proventi finanziari* sono stati in lieve crescita (455 migliaia di euro contro 409 migliaia di euro del 2025) e sono costituiti prevalentemente da interessi attivi bancari (431 migliaia di euro verso 351 migliaia di euro).

Gli *oneri finanziari* (passati da 4.737 migliaia di euro del 2025 a 4.214 migliaia di euro del 2026) hanno visto invece la riduzione degli interessi passivi sulle linee a breve termine (767 migliaia di euro contro 1.121 migliaia di euro del 2025) e di quelli sulle linee a medio lungo termine (92 migliaia di euro contro 316 migliaia di euro del 2025) riflettendo la minor esposizione finanziaria durante il semestre.

Anche le commissioni sui finanziamenti hanno registrato una flessione (188 migliaia di euro del 2026 contro 244 migliaia di euro del 2025) e riguardano prevalentemente i costi per il mancato utilizzo delle linee disponibili.

Gli oneri per attualizzazione fondi non hanno sostanzialmente registrato variazioni rispetto al dato del 2025 (2.704 migliaia di euro del 2026 contro 2.698 migliaia di euro del 2025) mentre gli oneri finanziari per *lease* sono aumentati da 268 migliaia di euro a 308 migliaia di euro.

Le *imposte sul reddito*, correnti, differite e anticipate hanno presentato un onere complessivamente pari a 6.967 migliaia di euro contro un onere di 4.143 migliaia di euro del 2025 e comprendono gli effetti dell'entrata in vigore del c.d. "Decreto Bollette" (DL 21/2026 del 20 febbraio 2026) che ha previsto l'aumento del 2% dell'aliquota Irap per i periodi d'imposta 2026 e 2027.

Il primo semestre dell'esercizio 2026 si è chiuso infine con un *utile netto* di 15.875 migliaia di euro rispetto ad un *utile netto* di 10.175 migliaia di euro del corrispondente periodo del 2025.

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

STATO PATRIMONIALE SINTETICO RICLASSIFICATO*Importi in migliaia di euro*

	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Capitale immobilizzato		
Immobilizzazioni immateriali	262.243	240.461
Immobilizzazioni materiali	140.695	146.917
Altre attività e passività non correnti	(114)	(2.040)
Totale	402.824	385.338
Capitale circolante netto		
Rimanenze	2.833	3.250
Crediti commerciali	26.521	32.423
Debiti commerciali	(35.484)	(29.268)
Altri debiti e crediti correnti	(18.489)	(6.262)
Totale	(24.619)	143
Fondi rischi per oneri e imposte differite nette	(131.287)	(128.262)
Fondi per benefici ai dipendenti	(4.447)	(4.681)
Capitale investito netto	242.471	252.538
Patrimonio netto	253.075	247.002
Indebitamento finanziario netto	(10.604)	5.536
Coperture	242.471	252.538

La situazione patrimoniale consolidata presenta un capitale investito netto in diminuzione rispetto al dato del precedente esercizio (242.471 migliaia di euro contro 252.538 migliaia di euro del 31 dicembre 2025).

Il capitale immobilizzato risulta pari a 402.824 migliaia di euro contro 385.338 migliaia di euro del 2025 e registra un aumento complessivo di 17.486 migliaia di euro. La voce recepisce le immobilizzazioni della società (BS Reti Gas S.r.l.) acquistata dal Gruppo alla fine del primo trimestre del 2026 e a cui Italgas S.p.A. aveva conferito alcuni impianti di distribuzione gas dell'ATEM Brescia 5 – Sud Est con circa 19.000 Pdr. Il pagamento del corrispettivo dell'operazione è avvenuto in data 31 marzo 2026 mentre l'acquisizione si è perfezionata il 1° aprile 2026.

Nell'ambito di questa voce le immobilizzazioni immateriali sono pari a 262.243 migliaia di euro ed aumentano complessivamente di 21.782 migliaia di euro rispetto al dato di fine 2025, mentre le immobilizzazioni materiali sono pari a 140.695 migliaia di euro, si riducono di 6.222 migliaia di euro e comprendono diritto d'uso per 13.707 migliaia di euro in applicazione del principio contabile IFRS 16. L'aumento complessivo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali (15.560 migliaia

di euro) è determinata dal saldo tra gli incrementi netti (38.186 migliaia di euro) e gli ammortamenti del periodo di competenza del Gruppo (22.626 migliaia di euro).

Il saldo tra le altre attività e passività non correnti presenta saldo negativo di 114 migliaia di euro, in calo rispetto al saldo negativo di 2.040 migliaia di euro del 2025. Tale saldo comprende gli anticipi corrisposti per le future gare d'ambito (509 migliaia di euro), la quota non corrente dei derivati di copertura sulle commodity (1.709 migliaia di euro), la quota non corrente relativa ad alcuni crediti di imposta (5 migliaia di euro) e depositi cauzionali attivi (369 migliaia di euro) e passivi (2.706 migliaia di euro).

Il capitale circolante netto presenta un saldo negativo di 24.619 migliaia di euro rispetto ad un saldo positivo di 143 migliaia di euro di fine 2025.

Al suo interno sono in calo le rimanenze (2.833 migliaia di euro contro 3.250 migliaia di euro del 2025), anche per la riduzione delle giacenze di petrolio e condensati. Presentano un calo anche i crediti commerciali (26.521 migliaia di euro contro 32.423 migliaia di euro del 2025), nonostante l'aumento delle produzioni di gas naturale, mentre sono in crescita i debiti commerciali (35.484 migliaia di euro contro 29.268 migliaia di euro del 2025) che risentono degli investimenti in corso.

Il saldo tra gli altri debiti e crediti correnti è rimasto di segno negativo ma in forte crescita (18.489 migliaia di euro rispetto a 6.262 migliaia di euro di fine 2025), includendo il debito per i dividendi deliberati nel mese di giugno ma non ancora distribuiti al termine del semestre (pari a 10.893 migliaia di euro). Per il restante importo, tale voce è prevalentemente costituita dal *fair value* dei derivati di copertura e da crediti e debiti di natura tributaria (imposte dirette e indirette, *royalties*, ecc.) e nei confronti di enti pubblici, quali la Cassa per Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), che risentono generalmente dell'andamento economico del periodo e/o dell'ultimo esercizio e del differente periodo di liquidazione nel corso dell'anno.

Per quanto concerne la quota corrente del *fair value* netto dei derivati di copertura sulle *commodity*, a differenza del precedente esercizio, è di segno positivo per 3.053 migliaia di euro (*fair value* positivo per 3.669 migliaia di euro a fine 2025). Tali derivati, che hanno soddisfatto i criteri per il trattamento in *hedge accounting* ai fini contabili, sono stati contabilizzati con contropartita una riserva di patrimonio netto ed il relativo importo sarà pertanto recepito nel conto economico dei successivi periodi unitamente agli effetti economici positivi e negativi che saranno generati dagli elementi coperti.

Relativamente invece alle componenti di natura tributaria, registrano innanzitutto una forte variazione, rispetto al dato di fine 2025, il saldo dell'imposta di consumo che passa da un credito

netto di 136 migliaia di euro ad un credito netto di 538 migliaia di euro e la posizione netta dell'Iva che passa da un credito di 4.357 migliaia di euro ad un credito di 1.791 migliaia di euro.

Per effetto delle imposte a carico del semestre è in forte aumento il debito netto per le imposte sul reddito (4.865 migliaia di euro contro 644 migliaia di euro del 2025) al netto degli acconti versati durante l'anno.

I debiti per *royalties* e *windfall tax* sulle produzioni di idrocarburi sono in calo rispetto al dato di fine 2025 per effetto del versamento, nel mese di giugno, della quota relativa al 2025 sulle produzioni in Italia e si attestano invece a 5.019 migliaia di euro contro 6.920 migliaia di euro del 2025.

La posizione netta nei confronti della CSEA passa da un debito netto di 3.667 migliaia di euro ad un debito netto di 1.146 migliaia di euro. Infine, i crediti per i contributi a fronte dei titoli di efficienza energetica (TEE) ammontano a 2.250 migliaia di euro contro 1.594 migliaia di euro di fine 2025 a seguito degli ulteriori obblighi in capo alle società di distribuzione del Gruppo non ancora liquidati.

I fondi rischi per oneri e imposte differite nette, le cui principali componenti sono costituite dal fondo smantellamento e ripristino siti, dal fondo oneri ambientali e dal fondo imposte differite nette, presentano complessivamente un aumento di 3.025 migliaia di euro rispetto all'importo del precedente esercizio (131.287 migliaia di euro contro 128.262 migliaia di euro del 2025). Nell'ambito di questa voce non registra variazioni rilevanti il saldo positivo tra le imposte differite attive e passive che risulta pari a 27.073 migliaia di euro contro 27.178 migliaia di euro della fine del precedente esercizio. Il fondo smantellamento e ripristino siti risulta invece in crescita (143.369 migliaia di euro contro 141.781 migliaia di euro del precedente esercizio) prevalentemente per effetto degli oneri di attualizzazione di competenza del periodo. Il fondo costituito a fine 2024 per il prevedibile mancato utilizzo della capacità di transito sul gasdotto TAG nel residuo periodo contrattuale (5.173 migliaia di euro rispetto a 4.431 migliaia di euro di fine 2025) aumenta sostanzialmente per effetto dell'aggiornamento della stima dell'onere connesso all'avvio della procedura arbitrale. Il fondo oneri ambientali (5.114 migliaia di euro rispetto 5.135 migliaia di euro di fine 2025) si riduce esclusivamente per effetto degli oneri sostenuti nel periodo. Infine, il fondo costituito a fronte delle sanzioni per la mancata applicazione della disciplina del *Price Cap* in Romania, oggetto di alcune vertenze con l'autorità nazionale di regolamentazione dell'energia rumena (ANRE), si incrementa per effetto delle ulteriori sanzioni stimate per il primo semestre dell'anno 2026, passando da 4.093 migliaia di euro a 4.704 migliaia di euro.

I fondi per benefici ai dipendenti, in calo rispetto al dato di fine 2025, ammontano a 4.447 migliaia di euro (4.681 migliaia di euro nel 2025).

Al termine del semestre risultano disponibilità nette per 10.604 migliaia di euro rispetto ad un indebitamento finanziario netto di 5.536 migliaia di euro di fine 2025, nonostante il pagamento del corrispettivo offerto in sede di gara per l'acquisizione di BS Reti Gas S.r.l. (26.914 migliaia di euro).

Si segnala che le disponibilità finanziarie nette risentono degli effetti dell'applicazione del principio contabile IFRS 16 che ha determinato l'iscrizione di passività finanziarie per 9.407 migliaia di euro, in calo rispetto al dato di fine 2025 (17.267 migliaia di euro). Al netto di tali effetti, al termine dell'esercizio, le disponibilità finanziarie nette sarebbero state pari a 20.011 migliaia di euro.

Nell'ambito dell'indebitamento finanziario si registra una lieve riduzione della liquidità che passa da 42.319 migliaia di euro a 40.460 migliaia di euro del 2026. La liquidità comprende le giacenze sui conti correnti delle società controllate estere che non sono gestite nell'ambito del sistema di *cash pooling* del Gruppo.

Rispetto al dato di fine 2025 risulta in calo l'indebitamento finanziario corrente, che passa da 39.380 migliaia di euro a 25.531 migliaia di euro e che comprende la parte corrente dei debiti finanziari non correnti per 2.624 migliaia di euro (9.985 migliaia di euro nel 2025) e dei debiti finanziari per *lease* (ai sensi del principio contabile IFRS 16) per 5.082 migliaia di euro (9.338 migliaia di euro nel 2025).

Inoltre, è in diminuzione anche l'indebitamento finanziario non corrente che passa da 8.475 migliaia di euro di fine 2025 a 4.325 migliaia di euro del primo semestre 2026 e comprende esclusivamente i debiti finanziari per *lease*, ai sensi del principio contabile IFRS 16 (7.929 migliaia di euro nel 2025). A fine 2025 comprendeva anche la quota non corrente dei finanziamenti assunti nel 2021 sulla base delle disposizioni del Decreto Liquidità (Decreto Legge 8 aprile 2020) per 546 migliaia di euro.

Il patrimonio netto ammonta a 253.075 migliaia di euro contro 247.002 migliaia di euro al 31 dicembre 2025 e presenta un aumento di 6.073 migliaia di euro rispetto al dato di fine esercizio scorso principalmente per effetto dell'utile netto conseguito nel periodo (+15.875 migliaia di euro), degli effetti patrimoniali dei derivati di copertura (+1.844 migliaia di euro) e della variazione della riserva conversione cambi (-763 migliaia di euro), oltretutto delle delibere assunte per la distribuzione dei dividendi (-10.901 migliaia di euro).

Il Gruppo evidenzia una struttura patrimoniale e finanziaria estremamente solida con un rapporto tra indebitamento finanziario (con saldo a credito) e patrimonio netto che è diventato di segno negativo.

FATTORI DI RISCHIO E INCERTEZZE: GESTIONE DEL RISCHIO

Il Gruppo, in relazione alla sua attività ed all'utilizzo di strumenti finanziari, è esposto, oltre al rischio generale legato alla conduzione del *business*, ad una serie di rischi ed incertezze.

Come richiesto dall'art. 2428 del codice civile, di seguito si procede pertanto alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui il Gruppo è esposto ossia:

- Rischi operativi
- Rischi normativi e regolatori
- Rischi finanziari:
 - rischi di credito
 - rischi di liquidità
 - rischi di mercato
- Rischi connessi al cambiamento climatico
- Rischi informatici

Si segnala infine che il Gruppo ha adottato un modello di Organizzazione, Gestione e Controllo ("*Modello Organizzativo*") finalizzato a prevenire la commissione dei reati previsti dal D. Lgs. 231/2001 e, per quanto concerne la struttura di *Corporate Governance*, aderisce ai contenuti del "Codice di Autodisciplina" emanato da Borsa Italiana. Su quest'ultimo tema si rimanda alla Relazione sulla *Corporate Governance* per maggiori dettagli in merito.

Rischi operativi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi (attività della *B.U. E&P*) comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di giacimenti sterili o con quantitativi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo degli idrocarburi e all'eventuale aumento dei costi di sviluppo e di produzione.

Gli altri principali rischi operativi a cui la *B.U. E&P* è sottoposta sono relativi alla stima dell'entità delle riserve di idrocarburi ed alla capacità di loro ricostituzione, alla disponibilità degli impianti di perforazione per lo svolgimento dell'attività di esplorazione, alla possibile opposizione di comunità ed enti locali allo svolgimento dell'attività di esplorazione e produzione, alla dipendenza

dal rilascio di concessioni e permessi per lo svolgimento dell'attività, nonché alla volatilità del risultato economico in dipendenza dell'andamento del prezzo dei prodotti petroliferi.

La *B.U. Network* è titolare di concessioni di distribuzione gas naturale la cui maggioranza risultano scadute e gestite in regime di *prorogatio*. Per le concessioni di cui è titolare la *B.U. Network* gli enti locali hanno bandito / dovranno bandire le gare per l'assegnazione delle nuove concessioni di distribuzione gas negli ambiti territoriali definiti (ATEM). Sussiste pertanto il rischio della mancata aggiudicazione delle nuove concessioni, fermo restando che, in questo caso, la *B.U. Network* riceverà le indennità previste in favore del gestore uscente, determinate sulla base della stima dei valori industriali di ricostruzione (VIR) che risultano tuttora superiore ai valori contabili.

La *B.U. Retail* opera esclusivamente nel mercato italiano che è soggetto ad una forte concorrenza.

La capacità commerciale della *B.U. Retail* può essere inoltre fortemente limitata dai poteri di regolamentazione in materia di determinazione di tariffe e condizioni che la normativa nazionale ha concesso all'ARERA. Una delle principali aree di rischio della *B.U. Retail* è quindi da ricondurre a potenziali interventi regolatori penalizzanti negli equilibri delle formule di vendita o sotto il profilo dei costi aziendali (in caso di determinazione di prezzi di vendita non coerenti con i termini di fissazione dei prezzi in acquisto).

Altri fattori di rischio che interessano la *B.U. Retail* riguardano l'eventuale grado di concentrazione dell'esposizione creditoria verso alcune tipologie di clienti, come ad esempio quelli del settore industriale, la volatilità dei prezzi di acquisto e vendita e, in generale, la coerenza delle formule in acquisto e vendita. La gestione di tali rischi è gestita direttamente dalla *B.U. Retail* avvalendosi, nell'attività di monitoraggio e di definizione dei livelli di rischio tollerabili, dei servizi centralizzati della Capogruppo.

Per quanto concerne gli altri rischi operativi si segnala che, a seguito dei radicali cambiamenti strutturali derivanti dalla cessazione dei flussi di gas di origine russa che hanno trasformato il mercato del gas in Austria da mercato di transito a mercato di importazione, la controllata *Gas Plus Italiana S.r.l.* ha comunicato all'operatore TAG G.m.b.H. la cessazione anticipata (con effetto dal 13 giugno 2025) del contratto di trasporto gas a lungo termine sul sistema TAG – *Trans Austria Gasleitung* per giusta causa.

L'operatore ha respinto la validità della cessazione e ha proposto una soluzione alternativa di utilizzo che non è stata ritenuta percorribile.

L'operatore ha quindi escusso le garanzie bancarie a suo tempo rilasciate a suo favore (importi totali escussi: 660 migliaia di euro di cui 566 migliaia di euro escussi nel 2025 e 94 migliaia di euro nel 2026) e successivamente, con comunicazione del 4 marzo 2026, ha dichiarato il contratto di

trasporto risolto per asseriti inadempimenti di *Gas Plus Italiana S.r.l.* con riserva esplicita di richiesta danni.

Gas Plus Italiana S.r.l. ha pertanto avviato, il 22 aprile 2026, la procedura di arbitrato contrattualmente prevista per veder riconosciute le proprie ragioni.

Nell'attuale fase iniziale dell'arbitrato TAG G.m.b.H. ha contestato che Gas Plus Italiana abbia titolo di dichiarare il contratto di trasporto validamente terminato e ha avanzato contro-richiesta di pagamento per fatture asseritamente non saldate e compensazioni il cui importo è essenzialmente rapportato al valore residuo del contratto fino alla sua scadenza originale. Come sopra indicato la procedura arbitrale è ancora in una fase iniziale e le richieste delle parti non sono state ancora oggetto né di articolate memorie difensive né di alcuna istruttoria probatoria, che verranno svolte nel prosieguo della procedura di cui non è ancora stato stabilito il relativo calendario.

Gas Plus Italiana S.r.l., anche sulla base di parere legale acquisito, ritiene di avere valide e solide ragioni perché sia riconosciuta la cessazione anticipata al 13 giugno 2025 del contratto di trasporto a lungo termine e siano conseguentemente restituiti gli importi indebitamente escussi.

Rischi normativi e regolatori

I rischi normativi e regolatori riguardano la costante evoluzione delle leggi che disciplinano i singoli settori di attività del Gruppo. Si citano, ad esempio, la complessa evoluzione della normativa che regola il settore della distribuzione del gas (*B.U. Network*) in materia di gare per l'affidamento del servizio e di regolazione tariffaria e quella riguardante le attività di coltivazione di idrocarburi (*B.U. E&P*).

In generale, le attività svolte dalle controllate sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali.

Tali attività sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che sono necessari per l'esercizio delle attività e che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Per la tutela dell'ambiente, in ambito *E&P*, ad esempio, le norme prevedono il controllo e il rispetto delle disposizioni di legge durante le fasi di esercizio e di smantellamento e ripristino dei siti minerari (ivi incluso l'obbligo di esecuzione di interventi di bonifica e ripristino ambientale a seguito di eventuali contaminazioni occorse durante l'esecuzione delle attività). Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettiva dell'impresa recepito anche in Italia.

In relazione alle attività della *B.U. E&P* in Italia, come già segnalato nella relazione semestrale

2025, il D.L. 153/2024 ha abolito il Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (“PiTESAI”), introducendo una nuova disciplina che, se da un lato ha previsto un divieto generalizzato al rilascio di nuovi permessi di ricerca e concessioni per i soli idrocarburi liquidi, fatta eccezione per i titoli già rilasciati, dall’altro ripristina condizioni più equilibrate per la proroga delle concessioni nonché per lo sfruttamento del potenziale minerario e riduce altresì da 12 a 9 miglia la fascia marina costiera entro cui le attività di ricerca e coltivazione risultano interdette, fatte salve le aree marine e costiere protette.

La medesima norma ha altresì ulteriormente aggiornato talune condizioni delle procedure per l’approvvigionamento di lungo termine di gas nazionale di cui all’articolo 16 del D.L. n. 17 del 1° marzo 2022, convertito con modificazioni dalla Legge 27 aprile 2022, n. 34 (la cosiddetta “*gas release*”).

Recentemente, con D.L. n. 21 del 20 febbraio 2026 (convertito, con modificazioni, dalla Legge 10 aprile 2026, n. 49), sono state apportate ulteriori modifiche al meccanismo della *gas release*, in prevalenza di carattere attuativo; in particolare l’attività istruttoria per le valutazioni di impatto ambientale, ove previste, nell’ambito del relativo procedimento autorizzativo unico è stata riportata nelle competenze della Commissione Tecnica VIA e VAS, estendendo i tempi di completamento del procedimento da tre a sei mesi.

Si richiamano infine le ulteriori evoluzioni connesse ad altre normative riguardanti i settori in cui è operativo il Gruppo:

Italia

- l’art. 37 del D.L. 21/2022, modificato ed integrato dall’art. 55 del D.L. 50/2022, aveva introdotto un contributo di natura straordinaria a carico dei soggetti che esercitavano nel territorio italiano l’attività di produzione e di vendita di energia elettrica e di gas. Il suddetto contributo era stato stabilito nella misura del 25% (inizialmente nella misura del 10%) dell’incremento del saldo tra le operazioni attive e passive ai fini IVA realizzato nel periodo compreso tra il 1° ottobre 2021 ed il 30 aprile 2022 rispetto al medesimo periodo del precedente anno. Il relativo versamento era stato effettuato in acconto (nella misura del 40%) entro il 30 giugno 2022 e a saldo (nella misura del 60%) entro il 30 novembre 2022. Relativamente a tale contributo si segnala che a fronte dei previsti versamenti erano state presentate apposite istanze di rimborso all’Agenzia delle Entrate (Direzione Regionale della Lombardia) sollevando profili di illegittimità costituzionale dell’art. 37 del D.L. 21/2022 che aveva istituito tale tributo. Alla scadenza del termine a disposizione dell’Agenzia delle Entrate per rispondere alle suddette istanze di rimborso, in assenza di risposta, si era proceduto

all'impugnazione del silenzio-rifiuto ed all'avvio del contenzioso. Nel mese di marzo del 2024 si è tenuta la prima udienza relativa ad uno dei due ricorsi presentati dal Gruppo che è stata rinviata al 16 dicembre del suddetto anno, considerato che nel mese di aprile la Corte Costituzionale avrebbe discusso della legittimità della disposizione che aveva istituito il contributo. Con comunicato del 27 giugno 2024, la Corte costituzionale ha reso poi noto di aver dichiarato l'illegittimità dell'art. 37 del D.L. 21/2022 nella sola parte in cui non aveva escluso dalla base imponibile le accise versate allo Stato ed indicate nelle fatture attive. La relativa sentenza (n. 111/2024) è stata poi depositata il 28 giugno 2024. Poiché entrambi i ricorsi presentati dal Gruppo sono stati respinti, in prossimità della chiusura del primo semestre 2025, sono stati presentati i ricorsi in appello contro le sentenze della Corte di Giustizia Tributaria di primo grado. Nel mese di giugno del 2026 si è tenuta l'udienza per uno dei ricorsi in appello e, in data 15 giugno 2026, è stato emesso il dispositivo con il quale la Corte ha respinto l'appello, condannando la società appellante al pagamento delle spese di lite. Per quanto concerne l'altro ricorso in appello è tuttora in attesa di essere discusso;

- l'art 1, commi 115-119, della Legge di Bilancio 2023 aveva introdotto un ulteriore contributo straordinario a carico dei soggetti che esercitano nel territorio dello stato l'attività di produzione di energia elettrica, gas metano e gas naturale e dei soggetti che esercitavano l'attività di produzione di gas metano o di estrazione di gas naturale, dei soggetti rivenditori di energia elettrica, gas metano e gas naturale e dei soggetti che esercitano l'attività di produzione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi. Il contributo che era dovuto solo nel caso in cui almeno il 75% dei ricavi dell'anno 2022 derivasse dalle attività sopra elencate era stato stabilito nella misura del 50% del reddito imponibile ai fini IRES dell'esercizio 2022 che eccedeva per almeno il 10% la media dei redditi imponibili conseguiti nei quattro anni precedenti. L'ammontare massimo dello stesso non poteva superare il 25% del patrimonio netto dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 della società soggetta al versamento. Le società della *B.U. E&P Italia* hanno provveduto al versamento di tale contributo nel corso del 2023 e, in prossimità della chiusura del primo semestre del 2025, hanno presentato apposite istanze di rimborso all'Agenzia delle Entrate (Direzione Regionale della Lombardia e Direzione provinciale I di Milano) sollevando profili di illegittimità costituzionale dell'art. 1, c. 115 e ss., della l. 197/2022 che aveva istituito tale tributo. Le società sono in attesa degli ulteriori giudizi pendenti in Corte Costituzionale e Corte di Giustizia UE per decidere se procedere alla presentazione di un ricorso contro il silenzio rifiuto;

- l'art. 3 del D.L. n. 21/2026 prevede che, per gli anni d'imposta 2026 e 2027, l'aliquota dell'Imposta regionale sulle attività produttive (IRAP) sia aumentata di 2 punti percentuali (dal 3,9% al 5,9%) per le imprese del comparto energetico (tra cui i soggetti che svolgono attività di estrazione di petrolio e gas naturale distribuzione e vendita di gas naturale);

Romania

- per le società che esercitano l'attività di produzione di gas metano è previsto l'obbligo di vendere la quota disponibile della loro produzione al prezzo fisso di RON 110/MWh, circa € 22/MWh ("Price Cap"), sino al 31 marzo 2027 (termine esteso da ultimo con ordinanza governativa del 5 marzo 2026). Il Gruppo, come già riportato nella Relazione al Bilancio 2025, ritiene che il suddetto obbligo non sia applicabile alla propria controllata Gas Plus Dacia S.r.l. e pertanto sono in corso diverse vertenze con le autorità competenti, nelle più avanzate delle quali le Corti hanno accolto l'eccezione di costituzionalità rimettendo la questione alla Corte Costituzionale rumena e sospendendo i giudizi nelle more della decisione della Corte Costituzionale;
- la Legge 296/2023 entrata in vigore ad ottobre 2023 prevede che a partire dal 1° gennaio 2024 siano in vigore in Romania due nuovi tributi: (i) la "*Minimum Turnover Tax*", una imposta generale per tutti i contribuenti (ad esclusione degli intermediari finanziari e delle società di distribuzione, trasporto ed approvvigionamento di elettricità e gas naturale) che hanno registrato un fatturato superiore a 50 milioni di euro nell'anno precedente, pari ad un'aliquota dell'1% sul fatturato dell'anno, dovuta in sostituzione dell'imposta sul reddito, qualora quest'ultima risulti inferiore; (ii) la "*Specific Turnover Tax*", un'imposta aggiuntiva per le sole società attive nel settore *oil & gas* che hanno registrato un fatturato superiore a 50 milioni di euro nell'anno precedente, pari ad un'aliquota dello 0,5% sul fatturato dell'anno, da applicare negli anni 2024 e 2025. Il testo della norma relativo alla "*Specific Turnover Tax*" è stato ulteriormente modificato a fine marzo 2024, con la "*Emergency Government Ordinance 31/2024*" (EGO 31), ma anche nella più recente formulazione della norma persistono ambiguità che mettono in dubbio l'applicabilità a Gas Plus Dacia di tale imposta. Per questa ragione, con l'ausilio dei consulenti legali rumeni, Gas Plus Dacia ha provveduto a contestare la "*Specific Turnover Tax*", come anche gli altri Partner della *Joint Venture* Midia, avanzando prima un "*preliminary complaint*" al Ministero delle Finanze e poi presentando una richiesta di cancellazione della normativa secondaria emanata per l'implementazione della "*Specific Turnover Tax*", sollevando profili di illegittimità costituzionale; il Tribunale ha accolto la richiesta di devoluzione della questione alla Corte Costituzionale ed il giudizio è stato quindi sospeso. In coerenza e continuità con la posizione

assunta nei confronti della “*Specific Turnover Tax*”, all’inizio del 2025 Gas Plus Dacia, insieme agli altri Partner della *Joint Venture*, ha impugnato un’ulteriore normativa secondaria emessa dal Ministero delle Finanze per implementare la Legge n. 290/2024, che ha esteso l’applicabilità dell’imposta alle società petrolifere e del gas con fatturato inferiore a 50 milioni di euro a partire dal 1° gennaio 2025.

Al di là delle modificazioni normative appena citate, il Gruppo con l’ausilio di esperti, esterni ed interni, effettua un costante monitoraggio della normativa, in modo da anticipare i fattori di rischio che ne derivano e minimizzare il possibile impatto sull’andamento gestionale e valutare ogni possibile iniziativa, anche legale, a tutela del proprio patrimonio.

Rischi finanziari

Rischio di credito

Il rischio di credito è il rischio che un cliente o una delle controparti di uno strumento finanziario causi una perdita finanziaria non adempiendo ad un’obbligazione e deriva principalmente dai crediti commerciali e dagli investimenti finanziari del Gruppo. In particolare, si evidenziano le seguenti tipologie:

a) rischio su crediti commerciali

Il rischio è principalmente connesso alla possibilità che i clienti non onorino i propri debiti verso le società del Gruppo alle scadenze pattuite.

L’esposizione del Gruppo al rischio di credito dipende sostanzialmente dalle caratteristiche specifiche di ciascun cliente e la sua entità può essere certamente maggiore per le classi dei grossisti ed utenti industriali con un inevitabile grado di concentrazione. In entrambi i casi, tale rischio è al momento estremamente contenuto per lo *standing* delle controparti e per il numero ridotto di posizioni.

In ambito *Retail*, in particolare, l’attività di monitoraggio del rischio di credito verso i clienti avviene in base a una reportistica che prevede un’analisi dell’esposizione sulla base delle caratteristiche del credito, considerando tra l’altro se si tratta di persone fisiche o persone giuridiche, la dislocazione geografica, la classe di appartenenza e l’andamento dell’attività, l’anzianità del credito e l’esperienza storica sui pagamenti.

Si valuta inoltre, con modalità differenti secondo le diverse tipologie, l’affidabilità dei nuovi clienti a cui sono poi offerte le condizioni standard relativamente ai termini di pagamento. In generale per ciascun cliente non appartenente alle tipologie standard dei clienti finali domestici dell’attività di vendita al dettaglio o non considerato preventivamente come solvibile per standard creditizio

vengono calcolati dei controvalori massimi di acquisto su di un arco di tempo predeterminato, rappresentativi della linea di esposizione massima; le esposizioni superiori sono soggette a continuo monitoraggio da parte delle funzioni a ciò delegate.

Per determinate tipologie di utenti, l'analisi di affidabilità si basa su valutazioni di società di *rating* commerciali e, a seconda dell'importanza e della disponibilità dei dati, su analisi di bilancio.

Le società del Gruppo accantonano un fondo svalutazione crediti che riflette la stima delle perdite previste sui crediti commerciali e sugli altri crediti, le cui componenti principali sono svalutazioni specifiche di esposizioni scadute significative e svalutazioni generiche di esposizioni omogenee per scadenze e tipologia di utenza. Le svalutazioni generiche vengono determinate secondo il modello delle perdite attese, determinate anche sulla base dell'esperienza storica.

Si segnala infine che alcune società del Gruppo tra cui quella appartenente alla *B.U. Retail*, nell'ottica di procedere ad un'ottimizzazione della propria struttura finanziaria e ad una sempre più efficiente gestione di tale rischio, hanno sottoscritto, in data 29 aprile 2013, un contratto con Intesa Sanpaolo per la cartolarizzazione del proprio portafoglio crediti. Tale contratto, che nel corso dell'esercizio 2023 è stato ulteriormente rinnovato sino al mese di aprile del 2028, prevede nei limiti del plafond stabilito contrattualmente la cessione periodica e pro-soluto dei relativi crediti commerciali.

b) rischio depositi bancari

Il rischio di credito relativo a depositi bancari è gestito dalla tesoreria di Gruppo in conformità alla politica del Gruppo stesso. Al fine di contenere tale rischio l'investimento dei fondi disponibili e l'apertura di depositi bancari vengono effettuati solo con istituzioni finanziarie primarie.

c) rischio su strumenti finanziari per attività finanziarie detenute per la negoziazione

In tale categoria rientrano, ad esempio, i rischi sugli investimenti in titoli azionari di società quotate e fondi comuni di investimento. Il Gruppo non è attualmente soggetto a tali rischi in quanto non detiene tali tipologie di investimenti.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo abbia difficoltà ad adempiere alle obbligazioni derivanti da passività finanziarie e commerciali.

Per quanto possibile, il Gruppo si assicura che vi siano disponibilità e/o linee di credito sufficienti per coprire le necessità generate dal ciclo operativo e dagli investimenti, nonché quelle relative alle passività finanziarie. L'approccio del Gruppo prevede pertanto di garantire che vi siano sempre fondi sufficienti per adempiere alle proprie obbligazioni alla scadenza, sia in condizioni normali che di tensione finanziaria. A tale scopo i servizi di tesoreria del Gruppo effettuano, in sede di predisposizione del budget annuale e nel corso di ogni esercizio, previsioni finanziarie basate sulle

entrate ed uscite attese nei successivi periodi e, se necessario, adottano le conseguenti azioni correttive. Tuttavia, resta escluso l'effetto potenziale di circostanze estreme che non possono esser ragionevolmente previste, quali le calamità naturali.

I contratti di finanziamento a medio lungo termine in essere prevedono il rispetto di alcuni *covenant* e alcune limitazioni negli impegni che sono descritti nelle note esplicative al bilancio consolidato al 31 dicembre 2025 alla nota n. 20 *Debiti finanziari correnti e non correnti*, a cui si rimanda.

Per quanto concerne infine l'attuale struttura finanziaria si rimanda anche a quanto già esposto a commento dell'indebitamento finanziario netto nell'ambito del paragrafo "Stato patrimoniale sintetico riclassificato".

Rischio di mercato

Il rischio di mercato è il rischio che i flussi finanziari futuri di un'attività o di uno strumento finanziario possano fluttuare in seguito a variazioni dei prezzi di mercato, dovute a variazioni dei tassi di cambio, di interesse e ad altri rischi di prezzo. L'obiettivo della gestione del rischio di mercato è la direzione e il controllo dell'esposizione del Gruppo a tale rischio entro livelli accettabili ottimizzando, allo stesso tempo, il rendimento dell'attività o dello strumento finanziario.

Stante la tipologia delle attività detenute e svolte ed i mercati di riferimento, si segnala che non sussistono sostanzialmente esposizioni del Gruppo a transazioni potenzialmente soggette a tali effetti negativi, tenuto conto anche degli eventuali effetti derivanti dalle attuali tensioni geopolitiche (tra cui, ad esempio, i conflitti in corso e le politiche economiche statunitensi in materia di dazi).

I rischi di mercato sono i seguenti:

a) Rischio di cambio

Il Gruppo attualmente opera all'estero in Romania tramite iniziative di esplorazione e sviluppo in *joint venture* con terzi operatori. In quest'ultima nazione può essere quindi esposto, seppur in misura limitata, al rischio di cambio derivante dalle fluttuazioni delle valute con cui vengono effettuate alcune transazioni commerciali.

È politica del Gruppo, qualora le previste esposizioni siano di importo significativo, far fronte a questi rischi mediante la copertura a termine delle posizioni valutarie passive previste a date future; la copertura, che può tener conto sia del cambio previsto a budget sia delle aspettative di andamento dei cambi, può non essere attuata per la totalità delle posizioni in modo da tener conto di possibili variazioni dell'entità delle transazioni rispetto alle previsioni ed eventualmente di poter beneficiare delle ipotetiche variazioni del cambio.

In base a tale politica, può essere quindi coperta solo una percentuale dei flussi in valuta attesi nei successivi 12 mesi. Per la parte non coperta, si determineranno differenze di cambio con impatto a conto economico.

Per la copertura del rischio di cambio, il Gruppo valuta la possibilità di avvalersi di *Forward Exchange Contract* o strumenti che combinano opzioni *call* e *put* con scadenza entro la fine dell'esercizio successivo.

Considerati le attuali caratteristiche delle attività in essere all'estero, il Gruppo può essere soggetto a tale rischio in misura estremamente contenuta.

b) Rischio tasso di interesse

Per quanto riguarda gli strumenti finanziari e le attività finanziarie detenute per la negoziazione, tale rischio afferisce agli effetti che le variazioni nei tassi di interesse hanno sul prezzo delle suddette attività e sui relativi flussi di cassa. Data l'assenza di simili attività in portafoglio il Gruppo non è attualmente soggetto a tale rischio.

Quanto invece alle altre attività finanziarie ed alle passività finanziarie, le variazioni dei tassi di interesse possono determinare un minore o maggior ricavo per proventi finanziari e/o un minor o maggior costo per oneri finanziari. Data l'attuale struttura finanziaria il Gruppo può essere soggetto a tale rischio in misura estremamente contenuta.

c) Rischio di variazione del prezzo delle commodity

Il Gruppo è esposto al rischio di oscillazione del prezzo di mercato del gas e del petrolio poiché esso influisce sui ricavi e sui costi dell'attività di produzione e di vendita, oltreché sui relativi flussi di cassa e sulle prospettive di reddito. Tali oscillazioni agiscono sia direttamente che indirettamente attraverso indicizzazioni presenti nelle formule di prezzo.

L'attività di gestione di tale rischio prevede l'impiego di strumenti finanziari derivati per limitare l'esposizione complessiva entro determinati valori.

Tutti i derivati di copertura stipulati a tale scopo nel corso del 2026 e 2025 hanno soddisfatto i criteri per il trattamento in *hedge accounting* ai fini contabili.

La gestione di tali rischi è in capo alle singole società/*business unit* che si avvalgono, nell'attività di monitoraggio e di definizione dei livelli di rischio tollerabili, dei servizi centralizzati della Capogruppo.

d) Altri rischi di prezzo

Riguardano la possibilità che il *fair value* di uno strumento finanziario possa variare per motivi differenti dal variare dei tassi di interesse o di cambio.

Il Gruppo non è esposto al rischio prezzo in quanto non detiene strumenti finanziari iscritti tra le attività finanziarie detenute per la negoziazione.

Rischi connessi al cambiamento climatico

La transizione energetica è il processo di evoluzione dell'economia globale verso un modello di sviluppo "*low carbon*", cioè a contenute/zero emissioni nette di gas serra (GHG), attraverso la progressiva sostituzione dei combustibili fossili nel mix energetico con fonti rinnovabili e altri vettori energetici a basso impatto climatico, grazie anche all'impiego su larga scala di tecnologie di abbattimento delle emissioni (es. *carbon capture, use and storage*).

Considerati i settori di attività del Gruppo, il cambiamento climatico rappresenta un rischio strategico per Gas Plus. A tale proposito, in ogni caso, si segnala che il gas metano è attualmente considerato un elemento fondamentale per accompagnare il sistema energetico verso la decarbonizzazione, riducendo di conseguenza le emissioni di gas serra e mitigando gli effetti del cambiamento climatico. Inoltre, il Gruppo, che opera prevalentemente nel settore del gas, sulla base delle attuali previsioni di esplorazione e sfruttamento prevede di utilizzare entro il 2035 oltre l'80% delle riserve gas dei siti che attualmente sono state accertate e sono in produzione e/o si prevede saranno messe in produzione. Tale periodo rientra in quello generalmente previsto per la transizione energetica individuato negli accordi di Parigi. L'effetto delle eventuali mancate produzioni nei periodi successivi al 2035, se non sarà più consentita, è pertanto di entità contenuta.

L'urgenza di agire per mitigare il cambiamento climatico è basata sulle evidenze scientifiche prodotte dall'*Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*, che già nel 2018 aveva raccomandato di limitare l'incremento della temperatura globale a 1,5°C verso l'epoca preindustriale, al fine di evitare conseguenze irreversibili sull'ecosistema, riconoscendo che tale traguardo richiede un'accelerazione nei tempi di realizzazione e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'Accordo di Parigi.

Nel corso della COP27 del 2022 è stato inoltre rilevato che, sulla base dei piani di mitigazione e adattamento (NDC) presentati dai Paesi entro settembre 2022, permane un *gap* emissivo di 20-23 GtCO₂ eq al 2030 rispetto alla traiettoria compatibile con l'obiettivo di limitare l'incremento della temperatura media globale a 1,5°C. Le iniziative di decarbonizzazione annunciate o avviate dai governi di molti Paesi al fine di raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, la spinta della società civile, delle ONG e del sistema finanziario, nonché l'evoluzione delle preferenze dei consumatori e il diffondersi di una crescente sensibilità al tema del cambiamento climatico e della salvaguardia degli ecosistemi naturali richiedono una partecipata attenzione da parte degli operatori.

A questo scopo Gas Plus, in particolare, ha partecipato ad uno specifico Gruppo di Lavoro dell'associazione di settore (Assorisorse) su tali tematiche unitamente ai principali operatori italiani, la cui attività si è incentrata sui seguenti obiettivi:

- la predisposizione di un quadro di sintesi relativo alle migliori tecnologie disponibili e pratiche operative per la riduzione, monitoraggio e rendicontazione delle emissioni di metano;
- l'analisi delle problematiche relative alla stima delle emissioni, ai monitoraggi e alle misure in campo e alla riconciliazione e rendicontazione dei dati;
- la promozione di KPI e obiettivi di riduzione univocamente definiti, con dati confrontabili e misure ripetibili;
- la formulazione di proposte per il superamento dei limiti attuali, in collaborazione con altre Associazioni e istituzioni interessate all'argomento;
- la predisposizione di un *white paper*;
- la disseminazione del lavoro fatto tramite l'organizzazione di eventi e seminari e la partecipazione a conferenze internazionali di settore, quali OMC e Gastech.

In relazione a tali tematiche, per quanto attiene l'applicazione del Regolamento Europeo n. 2024/1787, finalizzato alla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia, pubblicato nel luglio 2024 e vigente in tutti i paesi dell'Unione Europea, il Gruppo nel corso dell'anno 2025 ha ottemperato agli adempimenti previsti secondo le scadenze fissate da tale Regolamento e trasmesso al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) le previste relazioni tecniche per gli asset attivi delle due società operanti in ambito *E&P* del Gruppo.

I rapporti tecnici di cui sopra sono stati redatti da un fornitore terzo qualificato, che ha eseguito tutte le attività di censimento delle singole fonti di emissione, di misura delle emissioni fuggitive e di stima delle emissioni complessive per la totalità degli *asset*, secondo le frequenze specifiche richieste dal Regolamento per le diverse tipologie di componenti. A seguito delle misure puntuali, tutte le situazioni riscontrate con tassi di emissione superiori alle soglie definite dal Regolamento sono state risolte con interventi manutentivi specifici, in modo da ridurre le emissioni residue a zero o comunque sotto alle soglie di concentrazione definite all'articolo 14, comma 8.

Inoltre, nel corso del 2026, il Gruppo ha riscontrato ulteriori richieste pervenute dal MASE, in relazione alle informazioni sui pozzi inattivi e chiusi minerariamente.

Con tali attività tutte le scadenze del Regolamento ad oggi intercorse risultano pienamente ottemperate da parte del Gruppo. Le attività periodiche di rilevamento e riparazione (programmi LDAR di Tipo 1 e di Tipo 2) risultano programmate ed eseguite secondo le tempistiche definite dal Regolamento, per le future rendicontazioni su base annuale, sia per gli impianti produttivi e potenzialmente produttivi sia per i pozzi inattivi, tappati temporaneamente o permanentemente.

Il Regolamento non si limita alle sopracitate attività di monitoraggio e comunicazione, ma specifica che tutti gli eventuali rilasci accidentali di gas metano in atmosfera dovranno essere comunicati entro 48 ore all'Autorità Competente, a partire dal 5 febbraio 2026.

È necessario evidenziare come allo stato sussistano ancora numerose incertezze, sia tecniche che normative, in quanto il Regolamento stesso prevede scadenze per gli Stati membri ad oggi non completamente ottemperate in tutti gli Stati stessi, nonché la definizione di standard tecnici da parte della Commissione Europea da adottare mediante atti delegati e criteri di accreditamento degli Enti verificatori da parte dell'Autorità competente o della Commissione Europea, le cui tempistiche non sono ad oggi definite.

L'attuale assenza di standard e specifiche tecniche determina un significativo grado di indeterminatezza applicativa, rendendo complessa la pianificazione degli investimenti e delle attività di adeguamento.

A livello italiano, tale quadro di incertezza è ulteriormente aggravato dalla mancanza di nomina formale dell'Autorità Competente, che possa valutare le attività svolte e i rapporti tecnici trasmessi dagli operatori, nonché risolvere di concerto con gli operatori eventuali dubbi pratici e questioni tecniche che emergono dall'interpretazione ed applicazione del Regolamento.

Lo scorso anno è stato trasmesso al Senato per la relativa discussione il testo bollinato di un Disegno di Legge che dovrebbe regolare la nomina dell'Autorità competente e definire gli schemi sanzionatori in relazione al Regolamento n. 2024/1787. Per le attività industriali del Gruppo, il Decreto Legge individuerrebbe nel MASE la proposta Autorità Competente per l'Italia, con compiti di coordinamento e verifica da svolgere anche per il tramite delle Sezioni territorialmente competenti dell'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG) per quanto riguarda l'E&P e con la facoltà di avvalersi del supporto del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA, che riunisce tutte le ARPA regionali e l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale - ISPRA) nonché di altri enti od organismi adeguatamente qualificati nello svolgimento delle attività di controllo previste dal Regolamento (articolo 3). Il Disegno di Legge trasmesso al Senato definisce anche gli schemi sanzionatori per le eventuali inadempienze degli operatori rispetto alle attività richieste e alle relative scadenze (articolo 4).

Al riguardo occorre segnalare, rispetto ai livelli massimi di sanzione contemplati dal Regolamento UE, che la successiva Raccomandazione UE del 20 luglio scorso (successiva all'epoca di presentazione del predetto Disegno di Legge), nel prevedere una moratoria per le sanzioni sino all'anno 2029 relativamente al gas di importazione, ha dato facoltà agli Stati membri, di adottare la medesima moratoria anche per le produzioni nazionali. Si ritiene essenziale che nel corso dell'iter parlamentare venga adottata tale iniziativa, considerati i persistenti elementi di incertezza sull'applicazione del Regolamento e le ripercussioni di livelli sanzionatori sproporzionati tra l'altro basati sul fatturato dell'azienda e non del singolo impianto.

Infine, a livello europeo è stato attivato un tavolo di coordinamento tra le diverse Autorità

Competenti (laddove già nominate) dei singoli Stati membri mentre a livello nazionale sono stati avviati tavoli di lavoro dalle rispettive Associazioni d'impresa, per condividere le eventuali difficoltà operative ed applicative del Regolamento, anche nella logica di identificare eventuali semplificazioni da apportare al Regolamento stesso in futuro.

La *Business Unit Network* ha ottemperato puntualmente alle scadenze previste per il 2026, tramite risorse interne qualificate e approvvigionando adeguate e specifiche apparecchiature per l'individuazione e la quantificazione delle dispersioni, in tema di programma di rilevamenti, di stima delle quantificazioni e di completamento delle ispezioni.

Nello specifico, per quanto attiene le scadenze previste dal Regolamento la DSO (Operatore di Sistema di Distribuzione) di competenza ha provveduto a trasmettere all'Autorità Competente le relazioni per la quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte, per tutte le fonti:

- stimate utilizzando fattori di emissione generici, ai sensi dell'art. 12, comma 1, alla scadenza del 5 agosto 2025;
- per gli attivi gestiti, tramite misurazione diretta o fattori di emissione specifici basati sulla quantificazione o sul campionamento, ai sensi dell'art. 12, comma 2, il 5 febbraio 2026.

Primario obiettivo della divisione è stato l'adeguamento delle procedure per il rispetto delle prescrizioni derivanti dal citato Regolamento Europeo che, preme evidenziare, in casi specifici contrastano, con impatto rilevante, con quanto previsto dalla vigente normativa nazionale (norme UNI e Linee Guida CIG); a titolo di esempio, la necessità di provvedere immediatamente alla riparazione di dispersioni di entità superiore a un determinato limite, con possibile differimento entro 5 giorni dal rilevamento e non più a 7, 30 o 180 giorni.

Per quanto riguarda le società del Gruppo operanti in ambito *Retail* va richiamato che, a partire dall'anno 2025, la direttiva 2003/87/CE introduce il sistema per lo scambio di quote di emissioni di CO₂ per i settori degli edifici e del trasporto stradale e ulteriori settori (industrie energetiche, manifatturiere e delle costruzioni non già ricomprese nell'ambito di applicazione dell'attuale EU ETS – *Emission Trade System*), cosiddetto ETS2. L'obiettivo è di contribuire alla riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 e al conseguimento della neutralità climatica entro il 2050, come previsto dal regolamento UE 2021/111 (c.d. legge UE sul clima).

Da gennaio 2025 i soggetti regolamentati, tra i quali le società di vendita di gas naturale a clienti finali, devono essere in possesso di autorizzazione per poter immettere in consumo combustibile (solidi, liquidi e gassosi) nelle attività elencate nella suddetta direttiva.

I soggetti regolamentati devono quindi monitorare le emissioni dei combustibili immessi in consumo nell'anno precedente e comunicarle all'Autorità Nazionale Competente (ANC) entro il 30 aprile di ogni anno, secondo il Piano di monitoraggio da predisporre e inviare all'ANC all'atto della

richiesta di autorizzazione di cui sopra.

La *B.U. Retail*, dopo aver completato l'iter autorizzativo con l'autorizzazione definitiva, ha proceduto alla verifica annuale delle emissioni CO₂ da parte di un organismo certificato (Bureau Veritas), ottenendone la certificazione richiesta dalla normativa.

L'attivazione della fase di mercato con la messa all'asta delle quote di emissione è stata prorogata all'anno 2028; la restituzione di tali quote è quindi prevista entro il 31 maggio 2029, procedendo in modo analogo per tutti gli anni successivi.

Permane la mancanza di indicazioni circa le modalità di applicazione dei corrispettivi ai clienti finali; né il Comitato ETS₂, né l'autorità di regolazione di settore (ARERA) hanno indicato i meccanismi che, a partire dal 2028, introdurranno tali corrispettivi come componenti di costo nella bolletta del cliente finale.

Si conferma, quindi, che tale incertezza non permette, ad oggi, di valutare l'impatto economico di tale sistema, né di definirne la natura.

Rischi informatici

Le attività del Gruppo – in particolare nell'attuale contesto, caratterizzato dal perdurare di forti tensioni geopolitiche – possono essere soggette a una crescente esposizione agli attacchi di natura informatica.

I conflitti in essere potrebbero avere impatti proprio in termini di incremento di simili attacchi, fenomeno purtroppo già riscontrato a partire dal 2021 nei confronti di diversi enti.

L'esposizione è inoltre legata al progressivo aumento dei livelli di digitalizzazione dei processi aziendali.

Per fronteggiare tale rischio, il Gruppo ha posto in essere una serie di ulteriori attività di monitoraggio e analisi per attivare le azioni necessarie a mitigare gli effetti di eventuali attacchi informatici sui propri sistemi.

Con riferimento alla sicurezza informatica, si segnala che il D. Lgs. 138/2024, entrato in vigore il 16 ottobre 2024, di recepimento della Direttiva europea NIS₂ (UE 2022/2555), ha introdotto obblighi specifici per gli operatori attivi in settori ad alta criticità, tra cui il settore energetico. A seguito della verifica interna sull'applicabilità della normativa, il Gruppo Gas Plus ha rinnovato la registrazione sul portale dell'Agenzia per la Cybersicurezza Nazionale (ACN) nei termini previsti (1° gennaio – 28 febbraio 2026), ottenendo la conferma della qualifica di soggetto essenziale ai sensi dell'Allegato I del Decreto. Sono stati inoltre completati nei termini previsti (15 aprile – 31 maggio 2026) l'aggiornamento annuale delle informazioni all'ACN ed i diversi adempimenti previsti nel periodo.

È in corso, con il supporto di una società di consulenza specializzata, la verifica del livello di conformità alla Normativa NIS 2 di tutte le società del Gruppo ed è stata avviata la stesura del piano di gestione degli incidenti di sicurezza informatica per le Società del Gruppo, e delle politiche sulla gestione della sicurezza dei sistemi informativi e di rete.

ALTRE INFORMAZIONI

Rapporti con parti correlate

Per quanto concerne i rapporti con parti correlate, di natura commerciale o finanziaria, effettuati a valori di mercato e attentamente monitorati dagli organi preposti (Comitato Controllo e Rischi e Collegio Sindacale), si rimanda alle Note esplicative.

Dichiarazione di carattere non finanziario

Per l'esercizio 2026 il Gruppo non rientra nell'ambito di applicazione della disciplina in materia di rendicontazione societaria di sostenibilità di cui al D. Lgs. 125/2024 – stante l'assenza dei parametri di cui all'art. 17, comma 1, lett. a) del menzionato decreto – e, pertanto, non è stata predisposta la relazione di rendicontazione di sostenibilità.

Operazioni atipiche e/o inusuali

Il bilancio consolidato abbreviato al 30 giugno 2026 non riflette componenti di reddito e poste patrimoniali e finanziarie derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Deroga agli obblighi di pubblicazione di documenti informativi ai sensi degli artt. 70, comma 8, e 71, comma 1-bis, del Regolamento Emittenti.

Il Consiglio di Amministrazione di Gas Plus S.p.A. tenutosi in data 28 gennaio 2013 ha deliberato, ai sensi dell'art. 3 della Delibera Consob n. 18079 del 20 gennaio 2012, di aderire al regime di semplificazione previsto dagli artt. 70, comma 8, e 71, comma 1-bis, del Regolamento Emittenti Consob adottato con Delibera n. 11971 del 14 maggio 1999, come successivamente integrato e modificato, avvalendosi pertanto della facoltà di derogare agli obblighi di pubblicazione dei documenti informativi prescritti in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura nonché acquisizioni e cessioni.

Azioni proprie

Con specifico riferimento alle informazioni richieste dall'art. 40 del D. Lgs. 127/91 si precisa infine quanto segue:

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

- la capogruppo Gas Plus S.p.A. alla data del 14 settembre 2026 detiene direttamente n. 1.336.677 azioni proprie, acquistate ad un prezzo medio di 7,18 euro per azione, per un valore totale di 9.600 migliaia di euro corrispondente al 2,98% delle azioni della Società;
- la capogruppo Gas Plus S.p.A. non detiene quote della propria controllante, né direttamente né per tramite di società fiduciaria o per interposta persona, né ha acquistato o alienato, nel corso del primo semestre 2026 quote della società controllante;
- non sussistono in generale altri aspetti da segnalare con particolare riferimento ai punti 1 e 2 del citato articolo.

EVENTI SIGNIFICATIVI DEL SEMESTRE

Oltre a quanto già commentato nei paragrafi precedenti non si segnalano altri eventi significativi nel primo semestre dell'esercizio 2026.

FATTI DI RILIEVO DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

Oltre a quanto già segnalato nel corso della presente relazione non si segnalano altri eventi o fatti di rilievo dopo la chiusura del primo semestre dell'esercizio 2026.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

La residua parte del corrente anno e l'inizio del 2027 per Longanesi vedranno le ultime impegnative fasi di completamento degli impianti definitivi, di temporanea fermata della produzione per sostituirli a quelli di prova e della loro messa in produzione, con successiva valutazione delle aspettative di produzione a regime.

Nel contempo circa la residua fase di produzione mediante gli impianti di prova anche i valori consuntivati dei primi mesi del secondo semestre confermano un trend produttivo nella fascia alta delle previsioni.

Riguardo l'altra principale variabile afferente all'andamento della seconda parte dell'anno, i prezzi del gas, sia i dati consuntivati dei primi mesi del semestre (rispetto ai quali si è registrato un ulteriore rialzo con gli inizi del corrente mese) sia il livello di prezzo dei derivati di copertura in portafoglio per il secondo semestre lasciano intravedere una valorizzazione delle produzioni più elevata di quella della prima metà dell'anno.

Su base annuale si prevede quindi una ulteriore crescita dei risultati rispetto all'esercizio 2025 ed anche, circa la posizione finanziaria netta a fine 2026, si ritiene prevedibile un miglioramento

rispetto al dato della fine dello scorso anno, nonostante la prosecuzione degli investimenti su Longanesi.

INDICATORI ALTERNATIVI DI *PERFORMANCE*

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo vengono predisposti distinti schemi riclassificati diversi dai prospetti previsti dai principi contabili internazionali adottati dal Gruppo nel bilancio consolidato.

Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi (IAP) rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento dei risultati del Gruppo; tali indicatori sono presentati nel rispetto degli orientamenti dell'ESMA (*European Security and market Authority*) e della CONSOB (*Commissione Nazionale per le Società e la Borsa*)¹ e sono da considerarsi come complementari, non sostitutivi, alle informazioni finanziarie contenute nei bilanci predisposti secondo gli IFRS.

Nel seguito sono forniti, in linea con gli orientamenti dell'ESMA richiamati dalla CONSOB, i criteri utilizzati per determinare gli indicatori alternativi di performance e per individuare partite che il management valuta non ricorrenti, non frequenti o inusuali, che sono da escludere e/o evidenziare al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo:

- *Partite o poste non ricorrenti*: componenti positive e negative di entità significativa che hanno la caratteristica di non ripetibilità negli esercizi futuri. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.
- *Margine operativo lordo o EBITDA*: Risultato operativo al lordo degli ammortamenti, dei ripristini di valore e delle svalutazioni e degli oneri e proventi diversi. La funzione di questo indicatore è quella di presentare una misura della redditività operativa prima delle principali poste non monetarie e degli oneri e proventi afferenti all'attività non caratteristica.
- *EBIT*: Risultato operativo al netto degli ammortamenti, dei ripristini di valore e delle

¹ In tal senso, l'ESMA, in data 5 ottobre 2015, ha pubblicato i propri orientamenti (ESMA/2015/1415) in merito ai criteri per la presentazione degli indicatori alternativi di performance che sostituiscono, a partire dal 3 luglio 2016, le raccomandazioni del CESR/05-178b, recepiti nel nostro ordinamento con Comunicazione n. 0092543 del 3 dicembre 2015 della CONSOB. Inoltre, l'ESMA, in data 4 marzo 2021, ha pubblicato gli orientamenti sui requisiti di informativa dal nuovo Regolamento Prospetto (Regulation EU 2017/1129 e Regolamenti Delegati EU 2019/980 e 2019/979), che aggiornano le precedenti Raccomandazioni CESR (ESMA/2013/319, nella versione rivista del 20 marzo 2013). A partire dal 5 maggio 2021, su richiamo d'attenzione CONSOB n. 5/21, i sopracitati orientamenti dell'ESMA sostituiscono anche le raccomandazioni CESR in materia di indebitamento; pertanto, in base alle nuove previsioni, gli emittenti quotati hanno dovuto presentare, nelle note illustrative dei bilanci annuali e delle semestrali, pubblicate a partire dal 5 maggio 2021, un nuovo prospetto in materia di indebitamento da redigere secondo le indicazioni contenute nei paragrafi 175.ss. dei suddetti orientamenti ESMA.

svalutazioni, ma al lordo degli oneri e proventi diversi. La funzione di questo indicatore è quella di presentare una misura della redditività operativa prima degli oneri e proventi afferenti all'attività non caratteristica.

- *EBIT ADJUSTED*: Risultato operativo al netto di ammortamenti ed al lordo dei ripristini di valore e delle svalutazioni. Nel primo semestre del 2026 e del 2025 non sono state contabilizzate svalutazioni e ripristini di valore delle attività immateriali e materiali.
- *RISULTATO NETTO ADJUSTED*: risultato netto di bilancio al lordo dei ripristini di valore e delle svalutazioni, delle partite non ricorrenti (esposte nell'ambito degli oneri e proventi diversi), della fiscalità relativa alle voci precedenti e delle imposte di natura non ricorrente. Nel primo semestre del 2026 tali componenti sono costituite esclusivamente dagli oneri (0,9 milioni di euro) previsti per la procedura arbitrale con l'operatore TAG G.m.b.H. a seguito della cessazione anticipata del contratto di trasporto gas a lungo termine sul sistema TAG – *Trans Austria Gasleitung* - e dalla relativa fiscalità differita (0,3 milioni di euro). Nel primo semestre del 2025 non erano stati invece rilevati simili componenti.
- *Indebitamento finanziario netto*: è rappresentata dalla somma algebrica dei debiti di natura finanziaria correnti e non correnti (con esclusione delle componenti relative ai derivati di copertura delle *commodities*), dei debiti finanziari per *lease* correnti e non correnti, delle disponibilità di cassa, delle attività finanziarie detenute per la negoziazione e dei crediti di natura finanziaria correnti e non correnti (con esclusione delle componenti relative ai derivati di copertura delle *commodities*).
- *Capitale investito netto*: è definito come somma delle “Attività correnti”, delle “Attività non correnti” e delle “Attività e Passività destinate alla vendita” (se presenti) al netto delle “Passività correnti” e delle “Passività non correnti”, escludendo le voci considerate nella determinazione dell'Indebitamento Finanziario Netto.
- *Capitale circolante netto*: è dato dalla somma delle Rimanenze, dei Crediti Commerciali, dei Debiti Commerciali e del saldo netto delle altre attività e passività correnti, escludendo le voci considerate nella determinazione dell'Indebitamento Finanziario Netto.
- *ROI*: indica il rapporto tra il risultato operativo ed il capitale investito netto medio del periodo.
- *ROE*: indica il rapporto tra il risultato netto ed il patrimonio netto medio del periodo, comprensivo delle minoranze di terzi.
- *Riserve di idrocarburi*: indicano i volumi stimati di petrolio, gas naturale e condensati che si prevede possano essere commercialmente recuperati da giacimenti noti a partire da una certa data in avanti, nelle condizioni economiche e tecniche esistenti e con la normativa di legge vigente.

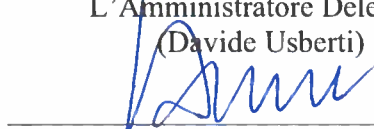
GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026

- Riserve 2P: indicano la misura delle riserve di idrocarburi che si ottiene sommando le riserve certe (P1) e le riserve probabili (P2).
- Riserve certe P1: rappresentano le quantità stimate delle riserve di idrocarburi che sulla base dei dati geologici e di ingegneria potranno con ragionevole certezza essere estratte negli anni futuri nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che è molto più probabile che le quantità di idrocarburi siano recuperate piuttosto che non lo siano. Il relativo progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo che inizierà entro un tempo ragionevole.
- Riserve probabili P2: rappresentano le quantità stimate aggiuntive delle riserve di idrocarburi che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che insieme alle riserve certe hanno la stessa probabilità di essere recuperate o non esserlo.
- Risorse: sono costituite dalle riserve, più tutte le ulteriori quantità di minerale che possono rendersi disponibili in futuro, comprendendo in esse sia quelle contenute in accumuli già noti che non siano attualmente sfruttabili da un punto di vista economico e tecnologico, sia quelle contenute in accumuli, ricchi o poveri, non ancora scoperti ma che si possono ragionevolmente ritenere esistenti.
- Patrimonio Titoli: rappresenta l'insieme delle concessioni di ricerca e coltivazione ottenute e delle istanze per permessi di ricerca concesse dall'Unmig.
- Investimenti esplorativi: indicano le spese sostenute per l'attività finalizzata al ritrovamento di accumuli di idrocarburi. Tale attività consiste, in una prima fase, in rilievi geologici e geofisici che consentono di localizzare la potenziale presenza nel sottosuolo di accumuli di idrocarburi. In una seconda fase, l'attività di esplorazione consiste nella perforazione di pozzi esplorativi per stabilire la reale esistenza di tali accumuli e la loro sfruttabilità commerciale.
- Investimenti di sviluppo: indicano le spese sostenute per le attività di costruzione ed installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta di idrocarburi entro i limiti di un giacimento noto come produttivo.

Si ricorda che il Gruppo espone i risultati delle *Business Units* operative includendo l'allocatione dei costi per servizi corporate. Pertanto, i risultati della *Business Unit corporate* che garantisce tali servizi vengono esposti al netto di quanto attribuito alle singole *Business Units* operative per i servizi resi.

Per il Consiglio di Amministrazione
L'Amministratore Delegato
(Davide Usberti)



Gruppo GAS PLUS

Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2026

Prospetti contabili e note esplicative

Gruppo GAS PLUS

Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2026

Indice

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA CONSOLIDATA SEMESTRALE	54
CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO SEMESTRALE	55
CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO CONSOLIDATO SEMESTRALE.....	56
PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO SEMESTRALE	57
RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO SEMESTRALE	58
NOTE ESPLICATIVE	59
1. Informazioni societarie	59
2. Criteri di redazione e principi contabili adottati.....	60
3. Aggregazioni aziendali	61
4. Stagionalità dell'attività	62
5. Totale indebitamento finanziario.....	62
6. Utilizzo di stime.....	64
7. Dividendi.....	64
8. Informativa di settore.....	64
9. <i>Impairment test</i> ai sensi dello IAS 36.....	68
10. Immobili, impianti e macchinari	69
11. Diritti d'uso	69
12. Avviamento	70
13. Concessioni e altre immobilizzazioni immateriali	71
14. Altre attività finanziarie	71
15. Rimanenze.....	72
16. Crediti commerciali	72
17. Altri crediti.....	73
18. <i>Fair value</i> (derivati finanziari attivi e passivi).....	74
19. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti.....	74
20. Patrimonio netto	74
21. Debiti finanziari correnti e non correnti.....	75
22. Debiti finanziari per <i>lease</i> correnti e non correnti.....	77
23. Fondo per benefici ai dipendenti	77
24. Fondi per rischi e oneri	78
23. Debiti commerciali	79
26. Altri debiti correnti e non correnti.....	80
27. Ricavi	80
28. Costi operativi	81
29. Costi per il personale	82
30. Proventi ed oneri diversi	83
31. Proventi ed oneri finanziari.....	83
32. Imposte.....	83
33. Rapporti con parti correlate.....	85
34. Strumenti e rischi finanziari	86
35. Eventi successivi alla data del bilancio intermedio	89

Gruppo GAS PLUS
Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2026

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA CONSOLIDATA SEMESTRALE

Importi in migliaia di Euro	Note	30/06/2026		31/12/2025	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	10	126.988		125.145	
Diritti d'uso	11	13.707	2.649	21.772	2.878
Avviamento	12	4.264		884	
Concessioni e altre immobilizzazioni immateriali	13	257.979		239.577	
Altre attività finanziarie	14	883		718	
<i>Fair value</i> (derivati finanziari attivi)	18	1.709		-	
Attività per imposte anticipate	33	40.805		38.492	
Totale attività non correnti		446.335		426.588	
Attività correnti					
Rimanenze	15	2.833		3.250	
Crediti commerciali	16	26.521	32	32.423	3
Crediti per imposte sul reddito	32	177		373	
Altri crediti	17	17.233		14.389	
<i>Fair value</i> (derivati finanziari attivi)	18	6.881		3.669	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	19	40.460		42.319	
Totale attività correnti		94.105		96.423	
TOTALE ATTIVITÀ		540.440		523.011	
PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO					
Capitale sociale	20	23.353		23.353	
Riserve	20	98.771		97.670	
Utili a nuovo	20	124.580		115.707	
Azioni proprie	20	(9.600)		(9.600)	
Risultato del periodo	20	15.875		19.768	
TOTALE PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO		252.979		246.898	
Patrimonio netto di Terzi		96		104	
TOTALE PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO E DI TERZI		253.075		247.002	
PASSIVITÀ					
Passività non correnti					
Debiti finanziari	21	-		546	
Debiti finanziari per <i>lease</i>	22	4.325	2.230	7.929	2.447
Fondo per benefici ai dipendenti	23	4.447		4.681	
Passività per imposte differite	32	13.732		11.314	
Altri debiti	26	2.706		2.758	
Fondi per rischi e oneri	24	158.360		155.440	
Totale passività non correnti		183.570		182.668	
Passività correnti					
Debiti commerciali	25	35.484	6	29.268	10
Debiti finanziari	21	20.449		30.042	
Debiti finanziari per <i>lease</i>	22	5.082	462	9.338	449
Altri debiti	26	33.910	8.288	23.676	
<i>Fair value</i> (derivati finanziari passivi)	18	3.828		-	
Debiti per imposte sul reddito	32	5.042		1.017	
Totale passività correnti		103.795		93.341	
TOTALE PASSIVITÀ		287.365		276.009	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		540.440		523.011	

Gruppo GAS PLUS
Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2026

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO SEMESTRALE

Importi in migliaia di Euro	Note	1° Semestre 2026	di cui con parti correlate	1° Semestre 2025 (*)	di cui con parti correlate
Ricavi di vendita	27	87.776	28	80.724	8
Altri ricavi e proventi	27	2.688		1.018	
Totale Ricavi		90.464		81.742	
Costi per materie prime e materiali di consumo	28	(5.197)		(18.898)	
Costi per servizi ed altri	28	(29.692)	(4)	(26.050)	(6)
Costo del personale	29	(3.900)		(4.039)	
Proventi e (oneri) diversi	30	(910)		-	
Ammortamenti	10-11-12	(24.164)	(248)	(14.109)	(254)
RISULTATO OPERATIVO		26.601		18.646	
Proventi finanziari	31	455		409	
Oneri finanziari	31	(4.214)	(57)	(4.737)	(35)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		22.842		14.318	
Imposte sul reddito	32	(6.967)		(4.143)	
RISULTATO DEL PERIODO		15.875		10.175	
Attribuibile a:					
Gruppo		15.875		10.177	
Terzi		-		(2)	
Risultato per azione base (importi in Euro)		0,36		0,23	

(*) = Dati riesposti considerando, nel caso di concessioni di coltivazione mineraria in cui il Gruppo Gas Plus svolge il ruolo di Operatore, solo i relativi ricavi e costi per la quota di partecipazione del Gruppo (si veda nota n. 2, *Criteri di redazione e principi contabili adottati*).

Gruppo GAS PLUS
Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2026

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO CONSOLIDATO SEMESTRALE

Importi in migliaia di Euro	1° semestre 2026	1° semestre 2025
Risultato del periodo	15.875	10.175
<i>Altre componenti di conto economico complessivo che saranno riclassificate nel risultato di esercizio:</i>		
Variazioni di <i>fair value</i> dei derivati in regime di <i>hedge accounting</i>	2.403	6.229
Imposte	(559)	(1.637)
	<u>1.844</u>	<u>4.592</u>
Differenze di conversione di bilanci esteri	(763)	(775)
<i>Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno riclassificate nel risultato di esercizio:</i>		
Utili/perdite attuariali sui fondi per benefici ai dipendenti	26	105
Imposte	(6)	(25)
	<u>20</u>	<u>80</u>
Totale variazioni di conto economico complessivo al netto delle imposte	1.101	3.897
Totale risultato complessivo al netto delle imposte	16.976	14.072
Attribuibile a:		
Gruppo	16.976	14.074
Terzi	-	(2)

Gruppo GAS PLUS
Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2026

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO SEMESTRALE

Importi in migliaia di Euro	Capitale sociale	Riserve							Utili (perdite) a nuovo	Azioni Proprie (1)	Risultato del periodo	Totale patrimonio netto di gruppo	Totale patrimonio di terzi	Totale patrimonio netto
		Riserva legale	Riserva sovrapp. azioni	Versamenti c/ capitale	Riserva di copertura derivati	Riserva di conversione cambi	Riserva differenze attuariali fondi benefici dipendenti	Totale riserve						
Saldo al 1° gennaio 2025	23.353	4.671	85.605	7.042	(2.882)	(1.314)	(327)	92.795	111.863	(9.600)	12.548	230.959	133	231.092
Destinazione utile	-	-	-	-	-	-	-	-	12.548	-	(12.548)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.715)	-	-	(8.715)	(6)	(8.721)
Risultato di periodo al 30 giugno 2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.177	10.177	(2)	10.175
Variazioni del risultato complessivo	-	-	-	-	4.592	(775)	80	3.897	-	-	-	3.897	-	3.897
Saldo al 30 giugno 2025	23.353	4.671	85.605	7.042	1.710	(2.089)	(247)	96.692	115.696	(9.600)	10.177	236.318	125	236.443
Saldo al 1° gennaio 2026	23.353	4.671	85.605	7.042	2.645	(2.142)	(151)	97.670	115.707	(9.600)	19.768	246.898	104	247.002
Destinazione utile	-	-	-	-	-	-	-	-	19.768	-	(19.768)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.893)	-	-	(10.893)	(8)	(10.901)
Variazioni altre riserve	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)	-	(2)
Risultato di periodo al 30 giugno 2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.875	15.875	-	15.875
Variazioni del risultato complessivo	-	-	-	-	1.844	(763)	20	1.101	-	-	-	1.101	-	1.101
Saldo al 30 giugno 2026	23.353	4.671	85.605	7.042	4.489	(2.905)	(131)	98.771	124.580	(9.600)	15.875	252.979	96	253.075

(1) = al 30 giugno 2026, Gas Plus S.p.A. detiene 1.336.677 azioni proprie (pari al 2,98% del capitale sociale) per un costo complessivo di 9.600 migliaia di Euro.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO SEMESTRALE

Importi in migliaia di Euro	1° semestre 2026	1° semestre 2025
Flussi finanziari dell'attività operativa		
Risultato del periodo	15.875	10.175
Ammortamenti degli immobili, impianti e macchinari	10.208	6.382
Ammortamenti dei diritti d'uso	4.107	1.480
Ammortamenti delle concessioni e delle altre immobilizzazioni immateriali	9.849	6.247
Accantonamento / (Utilizzo) altri fondi non monetari	1.046	328
Attualizzazione fondo smantellamento e ripristino siti	2.617	2.619
Altri (proventi) oneri finanziari complessivi	1.142	1.709
(Plusvalenze) / Minusvalenze patrimoniali	(15)	6
Imposte sul reddito	6.967	4.143
Incrementi/decrementi delle attività e passività operative		
Variazione rimanenze	688	(47)
Variazione crediti commerciali verso terzi e correlate	7.227	12.050
Variazione debiti commerciali verso terzi e correlate	6.216	(6.787)
Oneri di smantellamento e ripristino siti sostenuti	(32)	(2.236)
Variazione fondi per benefici ai dipendenti	(426)	16
Oneri finanziari netti pagati nel periodo	(1.111)	(1.631)
Imposte sul reddito nette pagate	(3.480)	(2.699)
Variazione delle altre passività e attività operative	(6.365)	72
Flussi finanziari netti generati dall'attività operativa	54.513	31.827
Flussi finanziari dell'attività di investimento		
Acquisto beni materiali	(12.448)	(7.468)
Acquisto beni immateriali	(1.577)	(1.640)
Acquisizioni da aggregazioni di imprese, al netto della cassa acquisita	(26.923)	-
Flussi finanziari netti generati / (utilizzati) nell'attività di investimento	(40.948)	(9.108)
Flussi finanziari dell'attività finanziamento		
Nuovi finanziamenti bancari	7.500	5.000
Finanziamenti rimborsati	(17.911)	(10.825)
Rimborso dei debiti per <i>lease</i>	(4.825)	(2.139)
Dividendi pagati	(8)	(6)
Incasso (Rimborso) debiti bancari per cartolarizzazione	266	(2.684)
Altre variazioni delle passività finanziarie	6	105
Altre variazioni di patrimonio netto	(2)	-
Flussi finanziari netti generati / (utilizzati) dall'attività di finanziamento	(14.974)	(10.549)
Effetto cambi traduzione bilanci di società estere	(450)	(432)
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide	(1.859)	11.738
Disponibilità liquide all'inizio del periodo	42.319	29.101
Disponibilità liquide alla fine del periodo	40.460	40.839

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

NOTE ESPLICATIVE

1. Informazioni societarie

Gas Plus S.p.A. (la “Società”) è una società per azioni quotata sul mercato telematico azionario gestito e organizzato da Borsa Italiana S.p.A. La Società è costituita in Italia, iscritta al registro delle Imprese di Milano.

Le principali attività del Gruppo Gas Plus (il “Gruppo”) sono:

- esplorazione e produzione idrocarburi (*Business Unit Exploration & Production – E&P*), con riferimento sia alla produzione in Italia (*Business Unit E&P Italia*), che all'estero (*Business Unit E&P Estero*);
- distribuzione di gas naturale (*Business Unit Network*);
- vendita gas naturale a clienti finali (*Business Unit Retail*);
- altre attività e attività non allocate, che comprendono lo stoccaggio gas (*Business Unit Storage*), attività in fase di *start up*, come meglio descritto nella Relazione intermedia sulla Gestione a cui si rimanda, e principalmente le attività relative alle funzioni comuni e servizi centralizzati della Capogruppo.

Il Gruppo Gas Plus definisce gestionalmente *Business Unit* (B.U.) un settore di attività.

La società capogruppo Gas Plus S.p.A. è controllata da US. Fin S.r.l., che non esercita attività di direzione e coordinamento.

La pubblicazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo per il periodo di sei mesi al 30 giugno 2026 è stata autorizzata con delibera degli Amministratori del 14 settembre 2026.

Il presente bilancio consolidato semestrale abbreviato è inoltre assoggettato a revisione contabile limitata da parte di EY S.p.A. in base all'incarico conferito con delibera dell'Assemblea del 25 giugno 2024 per il novennio 2024-2032.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato è presentato in migliaia di Euro in quanto questa è la valuta in cui è condotta la maggior parte delle operazioni del Gruppo e gli importi sono esposti in migliaia di Euro, salvo i dati per azione, che sono esposti in Euro, o quando diversamente indicato.

Ai sensi della Comunicazione Consob N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, si precisa che il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026 include oneri non ricorrenti per Euro 910 per l'adeguamento del fondo rischi costituito a fine 2024 a fronte dei potenziali oneri relativi al contratto di trasporto a lungo termine sul gasdotto TAG nel residuo periodo del contratto in essere, contratto per il quale la società controllata Gas Plus Italiana S.r.l., nel corso del 2025, aveva comunicato all'operatore la cessazione anticipata per giusta causa.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026 non riflette componenti di reddito e poste patrimoniali e finanziarie derivanti da posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Gas Plus al 30 giugno 2026 include i dati della capogruppo Gas Plus S.p.A. e quelli delle società controllate sulle quali Gas Plus S.p.A. esercita direttamente o indirettamente il controllo.

In data 31 marzo 2026, ma con effetti giuridici e contabili dal 1° aprile 2026, la società controllata GP Infrastrutture S.r.l. ha acquisito l'intera partecipazione nella società BS Reti Gas S.r.l., operante nell'attività di distribuzione gas in 14 comuni contigui ad aree già servite dal Gruppo, all'interno dell'ATEM denominato Brescia 5 – Sud-Est.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Non sono intervenute altre variazioni nell'area di consolidamento nel corso del primo semestre 2026.

2. Criteri di redazione e principi contabili adottati

Criteri di redazione e di valutazione

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo è stato redatto in osservanza del D. Lgs. 58/1998 (art. 154-ter) e successive modifiche, nonché del Regolamento Emittenti emanato dalla Consob; la forma e il contenuto sono preparati in conformità con i principi contabili internazionali IFRS emessi dall'International Accounting Standards Board (IASB) e omologati dalla Comunità Europea ai sensi del regolamento n. 1606/2002. Il presente bilancio consolidato semestrale abbreviato è stato redatto, in forma sintetica, in conformità allo IAS 34 "*Bilanci intermedi*". Tale bilancio semestrale abbreviato non comprende pertanto tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025.

Per ragioni di comparabilità, sono stati riesposti i dati economici al 30 giugno 2025 esponendo i ricavi e i costi relativi alle concessioni di coltivazione mineraria in cui il Gruppo svolge il ruolo di operatore per la sola quota di partecipazione del Gruppo. Ciò ha implicato una riduzione dei ricavi di vendita per Euro 4.935, dei costi per materie prime e materiali di consumo per Euro 66, dei costi per servizi ed altri per Euro 4.724 e dei costi del personale per Euro 145, senza impatti a livello di risultato economico netto.

In considerazione delle caratteristiche proprie dei settori di attività in cui opera il Gruppo, dell'ininterrotta prosecuzione delle attività operative, nonché dei risultati delle analisi condotte circa gli impatti relativi alla situazione di crisi del Medioriente e al perdurare del conflitto Russia – Ucraina, non sono stati ravvisati elementi che richiedessero un approfondimento riguardo la validità del presupposto della continuità aziendale.

Il Gruppo continuerà comunque a monitorare l'evoluzione della situazione: lo stesso ha una struttura finanziaria solida, pressoché priva di indebitamento, e può attingere a risorse adeguate a supportare sia le necessità operative, sia i piani di sviluppo del business.

Principi contabili rilevanti

I principi contabili, i criteri e le procedure di consolidamento adottati per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato sono conformi a quelli utilizzati per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2025, per la cui descrizione si fa rinvio, fatta eccezione per l'adozione dei nuovi principi, modifiche ed interpretazioni in vigore dal 1° gennaio 2026.

Nel periodo in esame, sono entrati in vigore i seguenti emendamenti ai principi contabili internazionali:

- emendamenti all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "*Classification and Measurement of Financial Instruments*";
- emendamenti all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "*Contracts Referencing Nature-Dependent Electricity*";
- "Ciclo annuale di miglioramenti ai principi contabili IFRS -Volume 11".

Tali emendamenti, in vigore dal 1° gennaio 2026, sono stati applicati per la prima volta dal Gruppo senza tuttavia avere effetti significativi sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Al 30 giugno 2026, gli organi competenti dell'Unione Europea hanno concluso il processo di omologazione necessario per l'adozione del principio IFRS 18 "*Presentation and Disclosure in Financial Statements*", che sostituisce lo IAS 1.

Il principio IFRS 18 entrerà in vigore a partire dal 1° gennaio 2027, con la necessità di riesposizione dei

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

valori dell'esercizio precedente.

Al riguardo, si segnala che, nel corso del primo semestre 2026 il Gruppo ha avviato le attività di analisi per individuare gli ambiti interessati dalle nuove disposizioni, al fine di identificare i relativi impatti sul bilancio consolidato. Nel secondo semestre proseguiranno le attività di implementazione del nuovo principio, valutando tra l'altro le eventuali apposite modifiche dei sistemi informatici.

Al 30 giugno 2026, gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione necessario per l'adozione dei seguenti principi ed emendamenti:

- principio contabile IFRS 19 "*Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures*", che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2027;
- emendamenti allo IAS 21 "*Translation to a Hyperinflationary Presentation Currency*", che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2027;
- emendamenti allo IAS 28 "*Amendments to the Fair Value Option for investments in Associates and Joint Ventures*", che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2027;
- principio contabile IFRS 20 "*Regulatory Assets and Regulatory Liabilities*", che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2029.

Il Gruppo adotterà tali nuovi principi e modifiche, sulla base della data di applicazione prevista, quando questi saranno omologati dall'Unione Europea. Al momento è in corso di verifica la valutazione dei possibili effetti della loro introduzione sul bilancio consolidato.

3. Aggregazioni aziendali

Acquisizione di BS Reti Gas S.r.l.

In data 31 marzo 2026, ma con effetti giuridici e contabili dal 1° aprile 2026, la società controllata GP Infrastrutture S.r.l., a seguito dell'aggiudicazione della gara, indetta da Italgas S.p.A., per la dismissione di alcuni impianti di distribuzione gas all'interno dell'ATEM Brescia 5 Sud Est., ha acquisito l'intera partecipazione della società BS Reti Gas S.r.l.. Con efficacia dallo stesso 1° aprile 2026, grazie al conferimento di ramo d'azienda del 23 marzo 2026 effettuato da Italgas Reti S.p.A. (atto a rogito del notaio Trimarchi di Milano – rep. n. 31720 – racc. n. 14698), BS Reti Gas S.r.l. gestisce l'attività di distribuzione del gas metano in 3 comuni della zona Lago di Garda e in 11 della zona Bassa Bresciana, comuni contigui ad aree già servite dal Gruppo, per un totale di circa 19.000 PdR, con oltre 300 km di condutture.

Il corrispettivo dell'operazione è stato pari a complessivi 28,5 milioni di Euro. In data 31 marzo 2026, in sede di acquisto della partecipazione, la società controllata GP Infrastrutture S.r.l. ha versato l'importo offerto in sede di procedura dismissiva di 26,9 milioni di Euro e, successivamente, ad inizio settembre, quale conguaglio sui valori delle attività e passività acquisite sino al termine del primo trimestre 2026, il residuo importo pari a 1,6 milioni di Euro. Il pagamento dei suddetti corrispettivi è stato effettuato senza il ricorso a linee di finanziamento aggiuntive, ma attraverso la liquidità e le linee del Gruppo già disponibili.

In considerazione della prossimità della data di acquisizione alla data di chiusura del semestre, l'allocatione del costo dell'acquisizione ai *fair values* delle attività e passività acquisite nonché delle passività potenziali assunte, richiesto dall'IFRS 3 "*Aggregazioni di imprese*", è effettuato provvisoriamente come riportato nella seguente tabella:

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

<i>(Valori in migliaia di Euro)</i>	Valori storici	Valori correnti
Immobilizzazioni immateriali	26.672	26.672
Diritti d'uso	95	95
Avviamento	-	3.380
Imposte anticipate	618	618
Totale Attivo non corrente	27.385	30.765
Altri crediti	191	191
Totale Attivo corrente	191	191
TFR	130	130
Debiti per lease	64	64
Fondo imposte differite	1.679	1.679
Totale Passività non correnti	1.873	1.873
Debiti per lease	31	31
Altri debiti	579	579
Totale Passività correnti	610	610
Valore dell'acquisizione	25.093	28.473

Il conto economico consolidato recepisce i costi ed i ricavi di BS Reti Gas S.r.l. a partire dalla data di acquisizione (1° aprile 2026). In dettaglio, i ricavi dalla data del 1° aprile 2026 alla chiusura del semestre sono pari a 1.033 Euro, l'EBITDA è pari a 626 Euro ed il risultato netto è pari a 174 Euro.

4. Stagionalità dell'attività

La maggioranza dei ricavi (circa il 90%) è rappresentata dalla vendita del gas naturale al Gestore del Mercato Elettrico (GME) ed a clienti grossisti, industriali e civili.

La vendita di gas per i clienti civili è soggetta a variazioni stagionali influenzate dalle condizioni climatiche. In coerenza con i dati storici, i volumi di gas venduti ai clienti civili per i primi sei mesi sono pari a circa il 60% dei volumi venduti nell'intero anno.

La voce patrimoniale che accoglie i crediti derivanti dalla vendita del gas è *Crediti commerciali*.

Si segnala peraltro che il saldo al 30 giugno 2026 dei *Crediti commerciali* è inferiore rispetto a quello del 31 dicembre 2025, grazie anche ai maggiori flussi di cassa realizzati nel secondo trimestre 2026 rispetto al quarto trimestre 2025, legati alla stagionalità sopra evidenziata.

5. Totale indebitamento finanziario

Il totale indebitamento finanziario netto del Gruppo al 30 giugno 2026, conforme agli orientamenti ESMA del 4 marzo 2021 ed al "Richiamo di attenzione n. 5/21" del 29 aprile 2021 emesso da CONSOB, è dettagliato come segue:

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
A. Disponibilità liquide	40.460	42.319
B. Mezzi equivalenti e disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	-	-
D. Liquidità (A + B + C)	40.460	42.319
E. Debito finanziario corrente (1)	22.907	29.395
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	2.624	9.985
G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)	25.531	39.380
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)	(14.929)	(2.939)
I. Debito finanziario non corrente (2)	4.325	8.475
J. Strumenti di debito	-	-
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	4.325	8.475
M. Totale indebitamento finanziario (H + L)	(10.604)	5.536

Note:

(1) Al 30 giugno 2026 include per Euro 5.082 la quota a breve dei debiti per *lease* (Euro 9.338 al 31 dicembre 2025).(2) Al 30 giugno 2026 include per Euro 4.325 la quota a medio/lungo termine dei debiti per *lease* (Euro 7.929 al 31 dicembre 2025).

La posizione finanziaria netta si è attestata su un valore positivo pari ad Euro 10.604, rispetto al valore negativo di Euro 5.536 al 31 dicembre 2025, al netto degli effetti contabili derivanti dall'applicazione del principio contabile IFRS 16 – *Lease* per Euro 9.407 (Euro 17.267 al 31 dicembre 2025).

Nel primo semestre 2026 si registra un lieve decremento della liquidità, che passa da Euro 42.319 a Euro 40.460, per effetto delle risorse destinate, principalmente, all'acquisizione della nuova società BS Reti Gas S.r.l.. La liquidità comprende le giacenze sui conti correnti delle società controllate estere, che non sono gestiti nell'ambito del sistema di *cash pooling* del Gruppo.

L'indebitamento finanziario corrente e non corrente si decrementa, rispettivamente, da Euro 39.380 a Euro 25.531 e da Euro 8.475 a Euro 4.325, per effetto:

- del decremento di Euro 7.860 dei debiti per *lease* relativi ai canoni di noleggio, in applicazione del principio contabile IFRS 16, riconducibile principalmente al contratto di noleggio dell'impianto mobile di trattamento gas utilizzato nella concessione Longanesi;
- del decremento di Euro 10.139 dei debiti finanziari, dovuto al minor utilizzo delle linee di finanziamento *revolving* disponibili ed il rimborso secondo i termini contrattuali delle rate in scadenza dei finanziamenti in essere.

Ai sensi dello IAS 7 – Rendiconto finanziario si riporta nella seguente tabella la riconciliazione tra il saldo iniziale al 31 dicembre 2025 ed il saldo finale al 30 giugno 2026 del totale indebitamento finanziario.

	31 dicembre 2025	Flussi monetari	Flussi non monetari		30 giugno 2026
			Variazione <i>fair value</i>	Altre variazioni	
Debiti finanziari correnti	39.380	(15.544)	-	1.695	25.531
Debiti finanziari non correnti	8.475	-	-	(4.150)	4.325
Passività nette derivanti da attività di finanziamento	47.855	(15.544)	-	(2.455)	29.856
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	42.319	(1.859)	-	-	40.460
Totale indebitamento finanziario	5.536	(13.685)	-	(2.455)	(10.604)

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

6. Utilizzo di stime

La redazione del bilancio consolidato intermedio abbreviato richiede da parte della Direzione l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività nonché sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data del bilancio intermedio, effettuate con metodologie coerenti con il bilancio al 31 dicembre 2025.

Se nel futuro tali stime e assunzioni, basate sulla miglior valutazione attualmente disponibile, dovessero differire dalle circostanze effettive, saranno modificate in modo conseguente nel periodo di variazione delle circostanze stesse.

In particolare, le stime sono utilizzate per rilevare quote di ricavi e rimanenze di competenza, ammortamenti, benefici ai dipendenti, imposte, accantonamenti a fondi e per valutare la recuperabilità degli investimenti relativi all'attività E&P.

Ai fini della valutazione della recuperabilità delle immobilizzazioni materiali e immateriali della *B.U. Exploration & Production* e della determinazione dei relativi ammortamenti ed eventuali svalutazioni, oltre che della tempistica di sostenimento dei costi di smantellamento e ripristino dei siti minerari, rileva la valutazione delle riserve di idrocarburi che si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà, effettuata con il supporto di esperti indipendenti. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate delle riserve di idrocarburi che sulla base dei dati geologici e di ingegneria potranno con ragionevole certezza essere estratte negli anni futuri nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Le riserve probabili rappresentano le quantità stimate addizionali delle riserve di idrocarburi che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che insieme alle riserve certe hanno la stessa probabilità di essere recuperate o non esserlo. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe o probabili, l'accuratezza delle stime delle riserve dipende dalla quantità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste viene data dalla direzione aziendale.

Altre significative stime sono quelle relative agli obblighi derivanti dallo smantellamento delle attività materiali e dal relativo ripristino ambientale. La valutazione delle passività connesse ai costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso basato su ipotesi e criteri tecnici e metodologici con il supporto di esperti indipendenti oltre che su valutazioni finanziarie che richiedono il giudizio e l'apprezzamento della direzione aziendale nella valutazione delle passività da sostenere e della tempistica di effettuazione di tali interventi. I costi di smantellamento e ripristino siti sono influenzati dalla complessità tecnologica e dalle specifiche tematiche ambientali del settore.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a conto economico.

Per una descrizione dettagliata degli altri valori di bilancio delle attività e passività, dei costi e ricavi influenzati dalle valutazioni discrezionali e stime contabili effettuate dalla Direzione si rimanda alla nota n. 5, *Utilizzo di stime* contenuta nella nota integrativa del bilancio consolidato al 31 dicembre 2025.

7. Dividendi

In data 16 giugno 2026, l'Assemblea degli Azionisti di Gas Plus S.p.A. ha deliberato di distribuire agli Azionisti, a titolo di dividendo e al lordo delle ritenute di legge, l'importo unitario di Euro 25 centesimi per ciascuna delle azioni (al netto delle azioni proprie) ordinarie in circolazione, per l'importo complessivo di Euro 10.893. Il pagamento è avvenuto alla fine del mese di luglio.

8. Informativa di settore

L'informativa primaria di Gruppo è fornita per settori di attività.

Le attività nelle quali il Gruppo opera e che costituiscono l'informativa per il settore primario sono:

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

- esplorazione e produzione di idrocarburi (*Business Unit Exploration & Production* o anche Business Unit *E&P*);
- distribuzione di gas naturale (*Business Unit Network*);
- vendita di gas naturale a clienti finali (*Business Unit Retail*);
- altre attività: include il settore stoccaggio di idrocarburi (*Business Unit Storage*), attività in fase di *start up*, e le funzioni comuni e servizi centralizzati della holding.

Con riferimento alle “altre attività”, il settore di attività “stoccaggio di idrocarburi” è tuttora in fase di avviamento e non consuntiva significativi valori economici e patrimoniali, in funzione della complessità tecnica del settore e dei necessari iter autorizzativi. Per tale motivo non viene fornita una separata informativa di settore.

La struttura direzionale ed organizzativa del Gruppo riflette essenzialmente il settore primario per attività di business.

I prezzi di trasferimento applicati alle transazioni tra settori relativi allo scambio di beni, prestazioni e servizi sono regolati secondo le usuali condizioni praticate dal mercato.

Le tabelle seguenti presentano le informazioni sui ricavi e risultati economici riguardanti i segmenti di business del Gruppo per i periodi di sei mesi chiusi rispettivamente al 30 giugno 2026 e 2025.

Informativa di settore primario, per attività (1° semestre 2026)

	Exploration & Production	Network	Retail	Altre attività e attività non allocate	Rettifiche ed elisioni	Totale consolidato
Informazioni di natura economica						
Vendite a clienti	61.461	6.315	21.088	62	-	88.926
Vendite infrasettoriali	14.331	2.903	792	1.959	(19.985)	-
Totale ricavi	75.792	9.218	21.880	2.021	(19.985)	88.926
EBITDA	43.996	4.572	2.677	(1.108)	-	50.137
Ammortamenti	(21.260)	(2.704)	(31)	(169)	-	(24.164)
Altri ricavi e proventi (**)	1.538	-	-	-	-	1.538
EBIT	24.274	1.868	2.646	(1.277)	-	27.511
Proventi diversi	-	-	-	(910)	-	(910)
Risultati operativi di settore	24.274	1.868	2.646	(2.187)	-	26.601
Oneri finanziari netti						(3.759)
Utile prima delle imposte e degli interessi di minoranza						22.842
Imposte sul reddito						(6.967)
Utile netto del semestre						15.875
Altre informazioni di settore						
Investimenti in immobilizzazioni materiali	12.242	93	-	113	-	12.448
Investimenti in immobilizzazioni immateriali (*)	-	1.251	25	-	-	1.276
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	(10.111)	(58)	(2)	(37)	-	(10.208)
Ammortamenti dei diritti d'uso	(3.817)	(139)	(22)	(129)	-	(4.107)
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (*)	(7.031)	(2.507)	(7)	(3)	-	(9.548)
Investimenti in attività di esplorazione	301	-	-	-	-	301

* Esclusa attività di esplorazione

** Riaddebito JV della quota dei costi dei contratti di noleggio di competenza dei terzi partner

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Informativa di settore primario, per attività (1° semestre 2025)

	Exploration & Production	Network	Retail	Altre attività e attività non allocate	Rettifiche ed elisioni	Totale consolidato
Informazioni di natura economica						
Vendite a clienti	49.848	6.061	25.712	121	-	86.677
Vendite infrasettoriali	4.198	2.974	780	2.427	(10.379)	-
Totale ricavi	54.046	9.035	26.492	2.548	(10.379)	81.742
EBITDA	28.574	5.128	185	(1.132)	-	32.755
Ammortamenti	(11.573)	(2.326)	(31)	(179)	-	(14.109)
EBIT	17.001	2.802	154	(1.311)	-	18.646
Proventi diversi	-	-	-	-	-	-
Risultati operativi di settore	17.001	2.802	154	(1.311)	-	18.646
Oneri finanziari netti						(4.328)
Utile prima delle imposte e degli interessi di minoranza						14.318
Imposte sul reddito						(4.143)
Utile netto del semestre						10.175
Altre informazioni di settore						
Investimenti in immobilizzazioni materiali	7.395	37	-	36	-	7.468
Investimenti in immobilizzazioni immateriali (*)	-	1.355	9	1	-	1.365
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	(6.287)	(62)	(2)	(31)	-	(6.382)
Ammortamenti dei diritti d'uso	(1.187)	(126)	(22)	(145)	-	(1.480)
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (*)	(3.824)	(2.138)	(7)	(3)	-	(5.972)
Investimenti in attività di esplorazione	275	-	-	-	-	275

* Esclusa attività di esplorazione

** Riaddebito JV della quota dei costi dei contratti di noleggio di competenza dei terzi partner

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Le tabelle seguenti presentano l'informativa di settore secondario per settore geografici della Business Unit E&P, mostrando i ricavi e risultati economici in Italia ed all'Esteri rispettivamente al 30 giugno 2026 e 2025.

Informativa di settore secondario, per area geografica Business Unit E&P (1° Semestre 2026)

	Italia	Esteri	Business Unit E&P
Informazioni di natura economica			
Vendite a clienti	39.560	21.901	61.461
Vendite infrasettoriali	14.331	-	14.331
Totale ricavi	53.891	21.901	75.792
EBITDA	30.633	13.363	43.996
Ammortamenti	(16.694)	(4.566)	(21.260)
Altri ricavi e proventi (**)	1.538	-	1.538
EBIT	15.477	8.797	24.274
Proventi diversi	-	-	-
Risultati operativi per area geografica	15.477	8.797	24.274
Altre informazioni di settore			
Investimenti in immobilizzazioni materiali	12.058	184	12.242
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	(6.374)	(3.737)	(10.111)
Ammortamento diritto d'uso	(3.552)	(265)	(3.817)
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (*)	(6.677)	(354)	(7.031)
Investimenti in attività di esplorazione	91	210	301

* Esclusa attività di esplorazione

** Riaddebito JV della quota dei costi dei contratti di noleggio di competenza dei terzi partner

Informativa di settore secondario, per area geografica Business Unit E&P (1° Semestre 2025)

	Italia	Esteri	Business Unit E&P
Informazioni di natura economica			
Vendite a clienti	25.295	24.553	49.848
Vendite infrasettoriali	4.198	-	4.198
Totale ricavi	29.493	24.553	54.046
EBITDA	14.350	14.224	28.574
Ammortamenti	(7.342)	(4.231)	(11.573)
EBIT	7.008	9.993	17.001
Proventi diversi	-	-	-
Risultati operativi per area geografica	7.008	9.993	17.001
Altre informazioni di settore			
Investimenti in immobilizzazioni materiali	6.866	529	7.395
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	(2.727)	(3.560)	(6.287)
Ammortamento diritto d'uso	(1.016)	(171)	(1.187)
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (*)	(3.399)	(425)	(3.824)
Investimenti in attività di esplorazione	200	75	275

* Esclusa attività di esplorazione

** Riaddebito JV della quota dei costi dei contratti di noleggio di competenza dei terzi partner

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

9. *Impairment test ai sensi dello IAS 36*

Sebbene tutti i settori di attività abbiano evidenziato nel semestre risultati economici positivi, il Gruppo ha comunque condotto le consuete analisi al fine di identificare eventuali indicatori di *impairment* che potessero influire sul valore recuperabile degli *assets* delle C.G.U. dei propri settori di attività ossia:

- *B.U. E&P*;
- *B.U. Network*;
- *B.U. Retail*.

Per quanto concerne invece la *B.U. Altre attività*, che comprende le attività relative alle funzioni comuni e ai servizi centralizzati della Capogruppo e le iniziative relative all'attività di stoccaggio gas, attualmente in fase di *start up* e con una limitata esposizione ai rischi di mercato ed un valore di carico delle attività materiali non rilevante, si conferma che la suddetta *Business Unit* non ha significative attività non correnti da assoggettare a *test di impairment*.

Con riferimento alla struttura delle C.G.U. si segnala inoltre che la stessa non è stata modificata rispetto al bilancio consolidato dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 e si rinvia pertanto alle relative note esplicative per la loro individuazione.

L'analisi è stata condotta prendendo innanzitutto in considerazione i seguenti fattori: il contesto economico e politico (in particolare, la situazione di crisi in Medio Oriente, il perdurare della guerra tra Russia e Ucraina, le politiche economiche statunitensi e le politiche monetarie da parte delle banche centrali), l'andamento previsto dei prezzi del gas nel breve e medio periodo e l'andamento delle produzioni di idrocarburi delle singole CGU della *B.U. E&P* nel corso del primo semestre 2026, alla luce anche dei dati utilizzati per il *test di impairment* svolto al 31 dicembre 2025.

Sono stati inoltre analizzati i risultati economici conseguiti nel primo semestre da parte delle controllate.

Rispetto alla situazione oggetto di analisi ai fini del *test di impairment* svolto in sede di bilancio al 31 dicembre 2025, sono rimasti i fattori di incertezza geopolitica, derivanti soprattutto dai motivi di cui sopra e si è assistito ad un lieve aumento dei tassi di interesse e dell'inflazione.

I prezzi medi del gas del 1° semestre 2026, in lieve aumento rispetto a quanto previsto (su base annuale) in sede di effettuazione dei *test di impairment* per tale esercizio, e le previsioni per gli anni successivi continuano invece ad attestarsi su livelli elevati, seppur in un quadro di continua volatilità, e sensibilmente superiori rispetto a quelli ipotizzati in sede di bilancio 2025.

Tale contesto, unitamente alla crescita complessiva delle produzioni di idrocarburi, contribuisce ancora positivamente alla recuperabilità del valore delle attività iscritte a bilancio, in special modo di quelle della *B.U. E&P*.

Per quanto concerne poi i restanti settori di attività si segnala che non risultano iscritti a bilancio *assets* relativi alle attività della *B.U. Retail*, mentre il valore contabile delle attività della *B.U. Network* ai fini delle future gare d'ambito, ivi comprese quelle rivenienti dall'acquisizione di BS Reti Gas S.r.l., è tuttora sensibilmente inferiore alla stima del valore industriale residuo (VIR).

Considerata l'assenza di indicatori di *impairment*, il Gruppo ha ritenuto pertanto di non procedere alla verifica della recuperabilità degli *assets* delle singole C.G.U. (in particolare di quelli della *B.U. E&P*) con le modalità del bilancio consolidato dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025, confermando in tal modo le valutazioni effettuate in tale sede.

Pertanto, relativamente alle C.G.U. della *B.U. E&P* sono confermate le valutazioni e le assunzioni economico-tecniche effettuate in tale sede, con particolare riferimento agli investimenti da effettuare, ai costi di gestione e alle chiusure minerarie.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Per quanto concerne invece gli effetti della transizione energetica e del cambiamento climatico si rimanda a quanto già esposto nelle note esplicative al bilancio consolidato dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025.

Infine, grazie al positivo risultato del 2025 ed ai livelli tuttora elevati dei prezzi del gas, per i noti motivi di carattere strutturale e geopolitico, la capitalizzazione di borsa del Gruppo si è progressivamente posizionata su valori superiori al patrimonio netto consolidato.

10. Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari hanno un valore netto di Euro 126.988 al 30 giugno 2026 e sono dettagliabili come segue:

	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari (E&P)	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobil. in corso e acconti	Totale
Saldo iniziale lordo	9.059	4.523	253.708	499	4.666	39.412	311.867
Fondo ammortamento e svalutazione	-	(2.948)	(172.591)	(385)	(4.325)	(6.473)	(186.722)
Saldo iniziale al 1° gennaio 2026	9.059	1.575	81.117	114	341	32.939	125.145
Investimenti	-	-	196	34	133	12.085	12.448
Ammortamenti	-	(61)	(10.077)	(9)	(61)	-	(10.208)
Altre variazioni	(9)	-	45	-	-	(433)	(397)
Saldo finale al 30 giugno 2026	9.050	1.514	71.281	139	413	44.591	126.988
Saldo finale lordo	9.050	4.523	253.949	533	4.799	51.064	323.918
Fondo ammortamento e svalutazione	-	(3.009)	(182.668)	(394)	(4.386)	(6.473)	(196.930)
Saldo finale al 30 giugno 2026	9.050	1.514	71.281	139	413	44.591	126.988

Le immobilizzazioni materiali presentano un incremento complessivo pari ad Euro 1.843, dovuto all'effetto congiunto principalmente di:

- investimenti per Euro 12.448 prevalentemente riferiti alla prosecuzione dei lavori per il completamento della centrale di trattamento gas di San Potito e degli impianti di superficie delle aree pozzo nella concessione "Longanesi";
- ammortamenti per Euro 10.208 riferiti quasi esclusivamente alla *B.U. E&P* (di cui Euro 3.737 relativi all'attività di estrazione in Romania).

Per quanto riguarda le aliquote di ammortamento utilizzate si fa riferimento a quanto riportato nei principi adottati per la redazione del bilancio annuale del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025.

11. Diritti d'uso

I diritti d'uso hanno un valore netto di Euro 13.707 al 30 giugno 2026 e sono dettagliabili come segue:

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

	Software	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari (E&P)	Altri beni	Totale
Saldo iniziale lordo	111	12.739	6.751	17.494	88	37.183
Fondo ammortamento e svalutazioni	(54)	(5.856)	(3.081)	(6.394)	(26)	(15.411)
Saldo iniziale al 1° gennaio 2026	57	6.883	3.670	11.100	62	21.772
Acquisizione BS Reti Gas S.r.l.	-	-	-	-	95	95
Nuovi contratti e modifiche contrattuali	-	6	86	(3.259)	37	(3.130)
Ammortamenti	(15)	678	(343)	(4.406)	(21)	(4.107)
Rilevazione iniziale e variazione di stima dei costi di smantellamento e ripristino siti	-	(923)	-	-	-	(923)
Saldo finale al 30 giugno 2026	42	6.644	3.413	3.435	173	13.707
Saldo finale lordo	111	11.822	6.837	14.235	220	33.225
Fondo ammortamento e svalutazioni	(69)	(5.178)	(3.424)	(10.800)	(47)	(19.518)
Saldo finale al 30 giugno 2026	42	6.644	3.413	3.435	173	13.707

La voce diritti d'uso si riferisce principalmente a contratti di *leasing* aventi per oggetto la locazione di terreni ed impianti e macchinari nelle aree delle concessioni di sfruttamento minerario delle società della *B.U. E&P* e l'affitto di fabbricati destinati alle sedi operative e agli uffici del Gruppo.

Nel primo semestre 2026, la voce presenta un decremento complessivo pari ad Euro 8.065 principalmente per effetto congiunto:

- dell'effetto negativo complessivo di Euro 3.130 relativo ai nuovi contratti di noleggio sottoscritti nel semestre e alla modifica delle ipotesi circa durata e opzioni contrattuali di alcuni contratti esistenti, tra cui il contratto di noleggio degli impianti mobili necessari alle prove di produzione di lunga durata della concessione "Longanesi", il cui utilizzo è previsto terminare entro la fine dell'anno;
- degli ammortamenti nel semestre per Euro 4.107;
- della variazione negativa netta dei costi di smantellamento e ripristino siti relativi alla voce "*Terreni*" per Euro 923, in conseguenza dell'aggiornamento al 30 giugno 2026 delle ipotesi finanziarie prospettiche rispetto al 31 dicembre 2025, come meglio descritto nella successiva nota n. 24, *Fondi per rischi e oneri*.

12. Avviamento

L'avviamento presenta un valore netto di Euro 4.264 al 30 giugno 2026, con un incremento di Euro 3.380 rispetto al 31 dicembre 2025, interamente riconducibile alla provvisoria allocazione del maggior costo di acquisizione della partecipazione in BS Reti Gas S.r.l., avvenuta in data 31 marzo 2026. La società è attiva nel servizio di distribuzione gas in 14 concessioni all'interno dell'ATEM Brescia 5 Sud-Est (3 comuni della zona Lago di Garda e in 11 della zona Bassa Bresciana), a servizio di circa 19.000 PdR, con oltre 300 km di condutture.

La rimanente quota di avviamento pari ad Euro 884, invariata rispetto al 31 dicembre 2025, si riferisce all'acquisizione della società Rete Gas Fidenza S.r.l., avvenuta nel 2019 ed attualmente incorporata in GP Infrastrutture S.r.l. La società incorporata era attiva nel servizio di distribuzione gas nel territorio del Comune di Fidenza (PR) e gestiva circa 12.500 PdR, con oltre 200 km di condutture.

Il Gruppo ha provveduto alla verifica della recuperabilità dell'intera posta senza rilevare svalutazioni da apportare al *carrying amount* iscritto al 30 giugno 2026. Per una disamina sulla metodologia utilizzata per tale verifica, si rimanda alla nota n. 8, *Impairment test ai sensi dello IAS 36* inclusa nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2025.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

13. Concessioni e altre immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali hanno un valore netto di Euro 257.979 al 30 giugno 2026 e sono dettagliabili come segue:

	Concessioni di coltivazione	Costi di esplorazione	Beni in concessione (IFRIC 12)	Concessioni di distribuzione gas e altre	Totale
Saldo iniziale lordo	384.320	-	130.543	10.407	525.270
Fondo ammortamento e svalutazione	(213.653)	-	(61.881)	(10.159)	(285.693)
Saldo iniziale al 1° gennaio 2026	170.667	-	68.662	248	239.577
Acquisizione BS Reti Gas S.r.l.	-	-	26.672	-	26.672
Investimenti	-	301	1.192	84	1.577
Ammortamenti	(7.030)	(301)	(2.445)	(73)	(9.849)
Altre variazioni	(96)	-	98	-	2
Saldo finale al 30 giugno 2026	163.541	-	94.179	259	257.979
Saldo finale lordo	384.224	301	182.560	10.491	577.576
Fondo ammortamento e svalutazione	(220.683)	(301)	(88.381)	(10.232)	(319.597)
Saldo finale al 30 giugno 2026	163.541	-	94.179	259	257.979

Le immobilizzazioni immateriali presentano un incremento complessivo pari ad Euro 18.402 da attribuire a:

- l'acquisizione degli impianti di distribuzione detenuti dalla società controllata BS Reti Gas S.r.l. per complessivi Euro 26.672
- gli investimenti per complessivi Euro 1.577 principalmente relativi alla posa di nuovi tratti di rete e contatori elettronici al servizio degli impianti di distribuzione detenuti in concessione dalla società controllata GP Infrastrutture S.r.l.;
- gli ammortamenti per Euro 9.849, principalmente relativi alle concessioni di sfruttamento minerario detenute dalle società controllate Gas Plus Italiana S.r.l., Società Padana Energia S.r.l. e Gas Plus Dacia S.r.l. ed agli impianti di distribuzione detenuti in concessione dalle società controllate GP Infrastrutture S.r.l. e BS Reti Gas S.r.l..

Nel primo semestre del 2026 sono stati sostenuti costi di ricerca ed esplorazione che sono stati completamente ammortizzati nell'esercizio per Euro 301 (di cui Euro 210 relativi ad attività di ricerca condotta all'estero).

Al 30 giugno 2026, la voce "Concessioni di coltivazione" include per Euro 13.711 il valore di riserve provate e probabili in alcuni siti non ancora produttivi, come al termine del precedente esercizio.

14. Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie pari al 30 giugno 2026 ad Euro 883 sono dettagliate nella seguente tabella con il relativo confronto con il saldo al 31 dicembre 2025:

	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Depositi cauzionali	369	312
Anticipi per gare d'ambito	509	398
Crediti d'imposta	5	8
Totale altre attività finanziarie non correnti	883	718

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

15. Rimanenze

Le rimanenze pari al 30 giugno 2026 ad Euro 2.833 sono dettagliate nella seguente tabella con il relativo confronto con il saldo al 31 dicembre 2025:

	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Materie prime, sussidiarie e di consumo	2.624	2.338
Prodotti finiti e merci	209	1.183
Svalutazione magazzino	-	(271)
Totale rimanenze	2.833	3.250

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo si riferiscono a materiali per la realizzazione e la manutenzione degli impianti di distribuzione gas e a materiali destinati all'attività di esplorazione e produzione gas.

Le rimanenze di prodotti finiti si riducono per l'integrale vendita del petrolio in stoccaggio a fine anno presso la concessione Mirandola della società controllata Società Padana Energia S.r.l. Al 31 dicembre 2025, per allineare il valore di iscrizione delle rimanenze di greggio e condensati al valore di mercato era stato stanziato un apposito fondo svalutazione per Euro 271, rilasciato al 30 giugno 2026.

16. Crediti commerciali

I crediti commerciali pari al 30 giugno 2026 ad Euro 26.521 sono dettagliati nella seguente tabella con il relativo confronto con il saldo al 31 dicembre 2025:

Crediti commerciali:	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Vendita gas naturale		
Utenti civili	2.747	9.541
Utenti industriali	584	603
Grossisti - Italia	806	719
Gas prodotto – Italia	6.087	2.745
Gas prodotto – Estero	4.115	2.934
Vendita greggio	12	588
Trattamento gas	639	745
Distribuzione gas naturale - società di vendita	2.883	5.997
Altri	12.099	12.017
Totale crediti	29.972	35.889
Fondo svalutazione	(3.451)	(3.466)
Crediti commerciali netti	26.521	32.423

Si riporta di seguito la movimentazione del fondo svalutazione crediti registrata nel primo semestre 2026:

Fondo svalutazione crediti	
Fondo al 1° gennaio 2026	(3.466)
Accantonamenti	(52)
Rilascio per esubero	20
Utilizzi	47
Fondo al 30 giugno 2026	(3.451)

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

I crediti verso clienti riguardano prevalentemente l'attività di vendita di gas metano della *B.U. Retail* ad utenti finali e della *B.U. E&P* del gas metano di produzione in Italia (dal 1° aprile 2025, il gas di produzione è venduto al Gestore del Mercato Elettrico - GME, per la parte non assorbita dalle esigenze di approvvigionamento della *B.U. Retail*) e all'estero (il gas di produzione è venduto ad un primario grossista). Il decremento nel corso del semestre dei crediti commerciali è legato ai maggiori flussi di cassa realizzati nel secondo trimestre 2026 rispetto al quarto trimestre 2025 dovuti alla stagionalità del business delle *B.U. Retail e Network*.

L'anzianità dei crediti commerciali al 30 giugno 2026 è dettagliata nella seguente tabella con il relativo confronto con i saldi al 31 dicembre 2025:

Crediti commerciali:	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Crediti commerciali totali	29.972	35.889
Fondo svalutazione crediti	(3.451)	(3.466)
Crediti commerciali netti	26.521	32.423
Crediti a scadere e scaduti da meno di 60 gg.	26.521	32.423
Crediti scaduti da 60 a 180 gg.	-	-
Crediti scaduti da oltre 180 gg.	-	-
Crediti commerciali netti	26.521	32.423

17. Altri crediti

Gli altri crediti correnti, pari al 30 giugno 2026 ad Euro 17.233, sono dettagliati nella seguente tabella con il relativo confronto con l'esercizio precedente:

Altri crediti	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Crediti verso consorzi	10.147	5.997
Crediti contribuiti ARERA - Progetto TEE	2.250	1.594
IVA	1.801	4.357
Crediti verso CSEA	1.262	1.199
Ratei e risconti	960	919
Imposta di consumo	538	136
Crediti diversi	275	187
Totale altri crediti	17.233	14.389

Gli altri crediti sono prevalentemente costituiti da crediti per imposte indirette, crediti verso consorzi relativi alle concessioni di coltivazione in cui il Gruppo, per le attività della concessione, riveste il ruolo di operatore, crediti verso società di distribuzione terze e verso la Cassa Conguaglio dei Servizi Energetici (CSEA) e crediti per contributi da ricevere dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) relativamente all'importo che sarà riconosciuto alla società controllata GP Infrastrutture S.r.l. per la consegna dei certificati di efficienza energetica (TEE), secondo gli obiettivi fissati dalla stessa Autorità. La voce aumenta rispetto al 31 dicembre 2025 di Euro 2.844 principalmente per l'incremento dei crediti verso consorzi dovuto alla prosecuzione dei lavori per il completamento degli impianti definitivi nella concessione "Longanesi", solo parzialmente compensato dalla significativa riduzione dei crediti per IVA.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

18. Fair value (derivati finanziari attivi e passivi)

Al 30 giugno 2026, le attività per *fair value* sono pari complessivamente ad Euro 8.590, di cui Euro 1.709 relative a strumenti derivati non correnti ed Euro 6.881 relative a strumenti derivati correnti.

Al 31 dicembre 2025 non vi erano in essere attività per *fair value* non correnti, mentre il valore delle attività per *fair value* correnti ammontava ad Euro 3.669.

Per quanto riguarda le passività valutate al *fair value*, al 30 giugno 2026 il relativo valore ammonta ad Euro 3.828 ed è interamente riferito a strumenti derivati correnti.

Al 31 dicembre 2025 non risultavano passività per *fair value*, né correnti né non correnti.

Nel primo semestre 2026, la società capogruppo Gas Plus S.p.A. ha stipulato con alcuni istituti di credito e società accreditate alcuni derivati (*swap*) per la copertura del rischio di oscillazione del prezzo di mercato del gas, per conto delle singole società esposte a tale rischio. Tutti i derivati di copertura stipulati a tale scopo nel corso del primo semestre 2026 hanno soddisfatto i criteri per il trattamento in *hedge accounting* ai fini contabili.

19. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti sono così dettagliati:

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Cassa	6	7
Conti correnti bancari	40.454	42.312
Totale	40.460	42.319

Le disponibilità liquide al 30 giugno 2026 includono le giacenze sui conti correnti delle società controllate estere, che non rientrano nell'ambito del sistema di *cash pooling* del Gruppo.

Per una migliore comprensione delle variazioni dei flussi di cassa intercorsi nel periodo si rimanda al rendiconto finanziario.

20. Patrimonio netto

Di seguito si forniscono indicazioni in merito alla natura e alla composizione delle principali componenti di patrimonio netto:

Capitale Sociale

Non ha subito variazioni rispetto al 31 dicembre 2025.

Riserve

Le riserve sono costituite da:

- La Riserva legale, la Riserva Versamenti c/capitale e la Riserva sovrapprezzo azioni, che non presentano variazioni rispetto al 31 dicembre 2025.
- La Riserva di copertura derivati, che accoglie le variazioni di *fair value* dei derivati su *commodities* stipulati dal Gruppo, contabilizzati in regime di *hedge accounting*, al netto delle relative variazioni di imposte differite.
- La Riserva per differenze attuariali dei fondi per benefici ai dipendenti, che include tutti gli utili e le perdite attuariali che emergono dal ricalcolo del valore attuale del fondo di trattamento di fine rapporto, al netto delle relative variazioni di imposte differite.
- La Riserva di conversione cambi, che accoglie le differenze legate al differente cambio utilizzato per la conversione delle attività e passività delle imprese controllate estere (cambio corrente alla data di fine periodo) rispetto al cambio utilizzato per la conversione dei rispettivi proventi ed oneri (cambi medi di periodo).

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Utili (perdite) a nuovo

Le altre riserve e gli utili indivisi che includono gli effetti della conversione agli IFRS. Si segnala che tali effetti sono principalmente riferibili alla valutazione a *fair value* delle immobilizzazioni immateriali costituiti dagli impianti di distribuzione del gas, valutazione effettuata utilizzando il *fair value* come sostituto del costo in sede di prima applicazione degli IFRS.

Azioni proprie

Le azioni proprie non presentano variazioni rispetto al 31 dicembre 2025. Al 30 giugno 2026, la società capogruppo Gas Plus S.p.A. detiene 1.336.677 azioni proprie (pari a 2,98% del capitale sociale) per un corrispettivo complessivo di Euro 9.600.

Si rimanda al prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato per i semestri chiusi al 30 giugno 2026 e al 30 giugno 2025 per una descrizione quantitativa delle riserve di patrimonio netto.

Altre componenti del conto economico complessivo

Nel primo semestre 2026, le altre componenti del conto economico complessivo includono:

- le variazioni di *fair value* dei derivati su *commodities* contabilizzati in regime di *hedge accounting*, al netto delle imposte differite, per una variazione positiva di complessivi Euro 1.844 (nel primo semestre 2025 la variazione era positiva di Euro 4.592);
- la riserva di traduzione dei bilanci esteri la cui valuta funzionale è diversa dall'euro per una variazione negativa di Euro 763 (nel primo semestre 2025 la variazione era negativa di Euro 775);
- la riserva per differenze attuariali TFR per una variazione positiva di complessivi Euro 20, al netto delle imposte differite (nel primo semestre 2025 la variazione era positiva di Euro 80).

21. Debiti finanziari correnti e non correnti

Nella seguente tabella sono riportati i debiti finanziari del Gruppo al 30 giugno 2026 e al 31 dicembre 2025 con i dettagli relativi alla loro composizione, scadenza e condizioni:

Tipologia	Tasso interesse eff. %	Scadenza	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
<i>Correnti</i>				
Scoperti bancari		A richiesta	6	4
Banca ISP – incassi per crediti cartolarizzati		Quindicinale	319	53
Finanziamento <i>Revolving</i> Banca ISP	Euribor 3m + <i>spread</i>		-	10.000
Finanziamento <i>Revolving</i> Banco BPM	Euribor 3m + <i>spread</i>		10.000	10.000
Finanziamento “ <i>Hot money</i> ” Credem	Euribor 1m + <i>spread</i>	A revoca	7.500	-
Finanziamento BCC Cantù	Euribor 3m + <i>spread</i>	06/02/2026	-	4.997
Finanziamento BPER	Euribor 3m (media mese) + <i>spread</i>	07/08/2025 – 07/02/2026	-	851
Finanziamenti D.L.Liquidità ISP-BPM	Euribor 3m + <i>spread</i>	Piano rimborso	2.624	4.137
Totale debiti finanziari correnti			20.449	30.042
<i>Non correnti</i>				
Finanziamenti D.L. Liquidità ISP-BPM	Euribor 3m + <i>spread</i>	Piano rimborso	-	546
Totale debiti finanziari non correnti			-	546
Totale debiti finanziari			20.449	30.588

Scoperti c/c bancario

Gli scoperti di c/c bancario, pari a 6 Euro (4 Euro al 31 dicembre 2025), riguardano le società operative del Gruppo Gas Plus e comprendono principalmente le commissioni bancarie di tenuta conto di fine trimestre, addebitate sul conto corrente nei primi giorni del mese successivo.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Banca ISP – Incassi per crediti cartolarizzati

Il Gruppo ha in essere con Intesa Sanpaolo un contratto di cartolarizzazione del proprio portafoglio crediti della *B.U. Retail*, per un ammontare massimo di 20 milioni di Euro, con plafond rotativo. Nel corso dell'anno 2023, il relativo contratto è stato rinnovato sino al mese di aprile del 2028.

Il debito per incassi di crediti cartolarizzati per Euro 319 è stato regolarmente rimborsato all'istituto di credito, secondo le scadenze pattuite.

Finanziamento Revolving Banca ISP

In data 6 marzo 2024, Gas Plus S.p.A. ha stipulato con Intesa Sanpaolo un contratto di finanziamento di tipo revolving a medio termine per un importo complessivo di Euro 30 milioni, da utilizzarsi esclusivamente per cassa, e con scadenza il 6 marzo 2026, successivamente prorogata al 31 dicembre 2026.

Alla data del 30 giugno 2026, tale finanziamento non risulta utilizzato.

Il contratto di finanziamento prevede un tasso di interesse nominale annuo variabile, pari alla somma tra il tasso di riferimento (EURIBOR 1/3/6m su base 360 giorni) e il margine previsto contrattualmente. Inoltre, il contratto di finanziamento prevede una commissione di mancato utilizzo.

Il contratto di finanziamento prevede un parametro finanziario (*financial covenant*) da verificarsi semestralmente, a partire dal bilancio chiuso al 31 dicembre 2024, sui dati consolidati di Gruppo redatti in conformità ai principi contabili IFRS. Tale parametro finanziario risulta essere il Leverage Ratio (Posizione finanziaria netta / EBITDA) e risulta rispettato alla data del 30 giugno 2026.

Finanziamento Revolving Banco BPM

In data 17 dicembre 2024, Gas Plus S.p.A., unitamente alle società controllate Società Padana Energia S.r.l. e Longanesi Sviluppo S.r.l. (i beneficiari) hanno stipulato con Banco BPM un contratto di finanziamento di tipo *revolving* a medio termine per un importo complessivo di Euro 30 milioni, da utilizzarsi esclusivamente per cassa, e con scadenza il 16 dicembre 2027. Tale contratto sostituisce la precedente linea di tipo *revolving* dell'importo di Euro 15 milioni rimborsata entro la data di scadenza prevista (1° dicembre 2024).

Alla data del 30 giugno 2026, tale finanziamento risulta utilizzato per Euro 10 milioni.

Il contratto di finanziamento prevede un tasso di interesse nominale annuo variabile, pari alla somma tra il tasso di riferimento (EURIBOR 1/3m su base 360 giorni) e il margine previsto contrattualmente. Inoltre, il contratto di finanziamento prevede una commissione di mancato utilizzo.

Il contratto di finanziamento prevede parametri finanziari (*financial covenants*) da verificarsi semestralmente, a partire dal bilancio chiuso al 30 giugno 2026, sui dati consolidati di Gruppo redatti in conformità ai principi contabili IFRS. Tali parametri risultano attualmente essere:

- Indebitamento finanziario netto/EBITDA;
- Indebitamento finanziario netto/patrimonio netto.

Si segnala che al 30 giugno 2026 tali parametri finanziari risultano rispettati.

Altri finanziamenti

In data 20 febbraio 2026, Gas Plus S.p.A. ha stipulato con Banca Credem una linea di finanziamento a revoca "*Hot Money*" di 7,5 milioni di Euro, da utilizzarsi esclusivamente per cassa. In data 20 luglio 2026, tale linea di finanziamento è stata rinnovata ed il suo importo è stato aumentato a 10 milioni di Euro. Alla data del 30 giugno 2026, tale finanziamento risulta utilizzato per Euro 7,5 milioni.

I contratti di finanziamento con BPER e BCC Cantù sono stati stipulati nel mese di agosto del 2024 ed avevano una durata di 18 mesi con scadenza prevista nel mese di febbraio del 2026, mese in cui sono stati regolarmente rimborsati rispettivamente per 0,9 milioni di Euro e 5 milioni di Euro.

Tali finanziamenti non prevedevano il rispetto di parametri finanziari, né il rilascio di garanzie.

La linea di anticipazione finanziaria di 10 milioni di euro con Banca Popolare di Sondrio (ora BPER), che era stata concessa nel mese di giugno 2024, non risulta utilizzata sia alla data del 30 giugno 2026 e sia a quella del 31 dicembre 2025. Si tratta di una linea a revoca.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Finanziamenti D.L. Liquidità ISP e BPM

Il Gruppo ha regolarmente rimborsato le rate dei finanziamenti in scadenza nel primo semestre 2026 per 2,1 milioni di Euro.

22. Debiti finanziari per *lease* correnti e non correnti

Nella seguente tabella sono riportate le movimentazioni dei debiti finanziari per *lease* correnti e non correnti del Gruppo:

	Totale debiti per <i>lease</i>	Debiti per <i>lease</i> correnti	Debiti per <i>lease</i> non correnti
Saldo finale al 1° gennaio 2026	17.267	9.338	7.929
Acquisizione BS Reti Gas S.r.l.	95	31	64
Nuovi contratti e modifiche contrattuali	(3.130)	(4.249)	1.119
Riclassifica	-	4.787	(4.787)
Oneri finanziari	308	308	-
Decrementi	(5.133)	(5.133)	-
Saldo finale al 30 giugno 2026	9.407	5.082	4.325

In applicazione del principio IFRS 16, al 30 giugno 2026, il Gruppo presenta debiti finanziari per *lease* correnti per 5.082 Euro (al 31 dicembre 2025 per Euro 9.338) e debiti finanziari per *lease* non correnti per 4.325 Euro (al 31 dicembre 2025 per Euro 7.929). Il decremento complessivo, pari ad Euro 7.860 rispetto al 31 dicembre 2025, è riconducibile principalmente al pagamento dei canoni di locazione del semestre ed alla modifica delle ipotesi circa durata e opzioni contrattuali di alcuni contratti esistenti, tra cui il contratto di noleggio degli impianti mobili necessari alle prove di produzione di lunga durata della concessione “Longanesi”, il cui utilizzo è previsto terminare entro la fine dell’anno. Gli altri contratti in essere si riferiscono principalmente agli affitti aventi ad oggetto i complessi immobiliari destinati alle sedi operative e agli uffici del Gruppo, nonché a contratti di locazione dei terreni nelle aree delle concessioni di sfruttamento minerario della *B.U. E&P Italia*.

23. Fondo per benefici ai dipendenti

Il fondo per benefici ai dipendenti del Gruppo al 30 giugno 2026 ammonta ad Euro 4.447 (al 31 dicembre 2025 era pari ad Euro 4.681) ed include quasi esclusivamente il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato disciplinato dalla legislazione italiana all’articolo 2120 del codice civile. In particolare, per quanto riguarda lo scenario economico-finanziario i parametri tendenziali utilizzati per la valutazione al 30 giugno 2026 e al 31 dicembre 2025 sono i seguenti:

	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Tasso di attualizzazione	4,02%	3,96%
Tasso annuo di inflazione	2,00%	2,00%
Tasso annuo di incremento TFR	3,00%	3,00%
Incremento annuo retribuzioni	1,00%	1,00%
Tasso annuo di rotazione del personale	3,00%	3,00%
Tasso annuo di anticipazioni	2,00%	2,00%

Riportiamo nella seguente tabella la movimentazione intervenuta nel fondo per benefici ai dipendenti relativa al primo semestre 2026:

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Fondi per benefici ai dipendenti	30 giugno 2026
Trattamento di fine rapporto - saldo iniziale	4.574
Acquisizione BS Reti Gas S.r.l.	99
Benefici pagati	(491)
<i>Subtotale delle variazioni di stato patrimoniale</i>	<i>(392)</i>
Costo del servizio	91
Interessi netti	87
<i>Subtotale incluso nel conto economico</i>	<i>178</i>
Variazioni attuariali derivanti da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	(19)
Variazioni attuariali derivanti da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	(7)
Aggiustamenti sulla base dell'esperienza	-
<i>Subtotale incluso nel conto economico complessivo</i>	<i>(26)</i>
Trattamento di fine rapporto - saldo finale	4.334
Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili	113
Fondi per benefici ai dipendenti	4.447

24. Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri hanno un valore netto di Euro 158.360 al 30 giugno 2026 e sono dettagliabili come segue:

	<i>Fondo smantellamento e ripristino siti</i>	<i>Fondo per contenziosi</i>	<i>Fondo oneri ambientali</i>	<i>Altri fondi</i>	<i>Totale</i>
Saldo al 1° gennaio 2026	141.781	4.093	5.135	4.431	155.440
Rilevazione iniziale e variazione di stima	(997)	-	-	-	(997)
Oneri finanziari per effetto attualizzazione	2.617	-	-	-	2.617
Accantonamento nell'esercizio	-	611	-	910	1.521
Utilizzo nell'esercizio a fronte di oneri	(32)	-	(21)	(168)	(221)
Saldo al 30 giugno 2026	143.369	4.704	5.114	5.173	158.360

Il fondo smantellamento e ripristino siti accoglie la stima dei costi che presumibilmente saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione del gas o della durata della concessione per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

I costi di smantellamento e di ripristino siti sono stati incrementati per effetto dell'inflazione che è stata ipotizzata pari al 2,7% nel 2026 per poi diminuire, assestandosi al 2,0% dal 2028 (rispetto ai tassi di inflazione utilizzati al 31 dicembre 2025, che erano pari al 1,8% nel 2026 per poi crescere assestandosi al 2,0% nel 2030 – fonte: *Banca Centrale Europea, Survey of Professional Forecasters*) e successivamente attualizzati ad un tasso di interesse corrispondente alla curva *forward* Euribor 6 mesi, che prevede un tasso del 2,6% per il secondo semestre 2026 (in crescita rispetto al tasso del 2,1% utilizzato per l'anno 2026 nel bilancio al 31 dicembre 2025), e successivamente un tasso in crescita dal 2,7% al 3,0% tra il 2027 ed il 2031 (in aumento rispetto ai tassi di attualizzazione utilizzati al 31 dicembre 2025, che oscillavano tra il 2,3% ed il 2,7% tra il 2027 ed il 2030).

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Il fondo smantellamento e ripristino siti si incrementa nel semestre di Euro 1.588 per l'effetto congiunto principalmente dell'accantonamento per Euro 2.617 degli oneri finanziari conseguente all'attualizzazione dei costi di chiusura mineraria e del decremento per Euro 997 dovuto alla variazione di stima dei costi di smantellamento e ripristino siti, in conseguenza dell'aggiornamento delle ipotesi finanziarie prospettiche applicate nel corso del primo semestre 2026.

Per quanto concerne la voce "*Fondo per contenziosi*", si segnala che in Romania per le società che esercitano l'attività di produzione di gas metano è previsto l'obbligo di vendere il 40% della loro produzione, da ultimo, al prezzo fisso di RON 110/MWh (circa EURO 22/MWh) sino al 31 marzo 2027 (termine da ultimo esteso come da ordinanza governativa del 5 marzo 2026). Il Gruppo ritiene al momento che il suddetto obbligo non sia applicabile alla propria controllata Gas Plus Dacia S.r.l. e pertanto sono in corso diverse vertenze con le autorità competenti, nelle più avanzate delle quali le Corti hanno accolto l'eccezione di costituzionalità rimettendo la questione alla Corte Costituzionale rumena e sospendendo i giudizi nelle more della decisione della Corte Costituzionale.

Restano pertanto valide le valutazioni già svolte sulla non applicabilità di tale obbligo alla controllata rumena. Tuttavia, a fronte delle sanzioni ricevute la società controllata ha accantonato un fondo per contenziosi di circa 4,7 milioni di Euro, quindi con un ulteriore accantonamento nel primo semestre 2026 di circa 0,6 milioni di Euro.

La voce "*Altri Fondi*" pari ad Euro 5.173 comprende il fondo costituito a fine 2024 a fronte dei potenziali oneri relativi al contratto di trasporto gas a lungo termine sul Gasdotto TAG, contratto per il quale la società controllata Gas Plus Italiana S.r.l., nel corso del mese di giugno 2025, ha comunicato all'operatore la cessazione anticipata del contratto per giusta causa. Ad inizio 2026, l'Operatore ha escusso le residue garanzie per Euro 94 (escussione contestata dalla società controllata Gas Plus Italiana S.r.l.) e, successivamente, con comunicazione del 4 marzo 2026, ha dichiarato il contratto di trasporto risolto per asseriti inadempimenti di Gas Plus Italiana S.r.l. con riserva esplicita di richiesta danni. Nel secondo trimestre 2026, Gas Plus Italiana S.r.l. ha avviato il relativo arbitrato internazionale, adeguando la stima di tale fondo (0,9 milioni di Euro).

Sebbene si ritenga, anche sulla base di parere legale acquisito, di avere attualmente valide e solide ragioni per considerare il contratto cessato per giusta causa a partire dal 13 giugno 2025, si mantiene prudenzialmente il fondo iscritto a bilancio.

25. Debiti commerciali

Nella seguente tabella viene riportato il dettaglio dei debiti commerciali al 30 giugno 2026 e al 31 dicembre 2025:

Debiti commerciali	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Fornitori Italia	35.114	28.813
Fornitori estero	370	455
Totale debiti commerciali	35.484	29.268

I debiti verso fornitori derivano prevalentemente dalle forniture materiali e prestazioni di servizi per la realizzazione e manutenzione degli impianti di estrazione e distribuzione gas.

L'incremento dei debiti commerciali rispetto al 31 dicembre 2025 è riconducibile principalmente alla prosecuzione dei lavori per il completamento della centrale di trattamento gas di San Potito e degli impianti di superficie delle aree pozzo nella concessione "Longanesi".

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

26. Altri debiti correnti e non correnti

Gli altri debiti correnti, pari al 30 giugno 2026 ad Euro 33.910, sono dettagliati nella seguente tabella con il relativo confronto con l'esercizio precedente:

	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Debiti per dividendi deliberati non distribuiti	10.893	-
Debiti verso consorzi	6.463	5.780
Debiti per <i>royalties</i>	4.827	6.919
Debiti per <i>windfall tax</i>	192	1
Debiti verso CSEA	2.408	4.866
Debiti verso il personale	2.123	2.234
Debiti per acquisizioni aziendali	1.550	-
Premi comunali	1.043	607
Debiti verso istituti di previdenza	1.042	1.126
Debiti per canoni di sfruttamento minerario	912	202
Amministratori e sindaci	622	161
Acconti	566	603
Ritenute	372	391
Ratei e risconti passivi	54	98
IVA	10	-
Debiti diversi	833	688
Totale altri debiti	33.910	23.676

Gli altri debiti correnti sono prevalentemente costituiti da debiti per imposte indirette, debiti per canoni di concessione di sfruttamento minerario, debiti verso consorzi relativi alle concessioni di coltivazione in cui il Gruppo partecipa come partner della concessione ma l'operatore è un terzo soggetto, debiti verso il personale e verso gli enti previdenziali per premi, ratei di tredicesima, ferie e permessi maturati ma non ancora goduti alla fine del periodo.

La voce aumenta complessivamente di Euro 10.234 rispetto al 31 dicembre 2025 principalmente per l'iscrizione del debito per Euro 10.893 per dividendi deliberati in data 16 giugno 2026 ma non ancora distribuiti al termine del semestre. Il pagamento è infatti avvenuto alla fine del mese di luglio 2026.

Inoltre, la voce include debiti per acquisizioni aziendali per Euro 1.550, relativi al conguaglio prezzo per l'acquisizione della partecipazione in BS Reti Gas S.r.l., versato ad inizio settembre.

Gli altri debiti non correnti, pari al 30 giugno 2026, ad Euro 2.706 (Euro 2.758 al 31 dicembre 2025) includono esclusivamente i depositi cauzionali versati dagli utenti. Si segnala che tali debiti sono stati iscritti tra i debiti di durata residua superiore all'anno in quanto, pur in assenza di una formalizzata scadenza, se ne prevede l'estinzione oltre i dodici mesi in ragione dei termini degli accordi contrattuali a cui si riferiscono.

27. Ricavi

Per una descrizione quantitativa relativa alla composizione dei ricavi per settori di attività, si faccia riferimento anche alla Nota n. 8, *Informativa di settore*. Riportiamo nella seguente tabella il dettaglio dei ricavi relativi al primo semestre 2026 ed il relativo confronto con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Ricavi di vendita	1° semestre 2026	1° semestre 2025
Vendita di gas metano		
utenti civili	17.746	20.896
utenti industriali	3.145	4.523
gas prodotto Italia	37.377	21.745
gas prodotto Estero	21.901	24.553
Vendita greggio	1.029	2.755
Vendita condensati	80	93
Trattamento gas	55	147
Ricavi da consorzi	695	345
Ricavi per distribuzione gas terzi	6.967	5.877
Cassa perequazione	(1.796)	(674)
Gestione calore e altri	577	464
Totale ricavi di vendita	87.776	80.724
Altri ricavi e proventi	1° semestre 2026	1° semestre 2025
Contributi allacciamenti	145	104
Rimborso canone assicurativo	55	60
Servizi per utenti gas	99	152
Contributo ARERA - Progetto TEE	656	539
Altri ricavi di gestione	1.733	163
Totale altri ricavi e proventi	2.688	1.018
Totale ricavi	90.464	81.742

L'incremento dei ricavi di vendita che passano da Euro 81.742 ad Euro 90.464 riflette principalmente la crescita delle produzioni di gas metano in Italia, beneficiando dell'apporto derivante dalla produzione della concessione "Longanesi" per l'intero semestre (il relativo *gas-in* era avvenuto nel corso del secondo trimestre 2025).

Nel primo semestre 2026, gli altri ricavi di gestione includono per Euro 1.538 il recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in *leasing* di competenza dei partner delle *joint operation* operate dal Gruppo.

28. Costi operativi

Riportiamo nella seguente tabella il dettaglio dei costi operativi relativi al primo semestre 2026 ed il relativo confronto con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

	1° semestre 2026	1° semestre 2025
Costi per materie prime e materiali di consumo		
Materie prime e di consumo		
Gas metano	(3.063)	(17.761)
Costi progetto TEE	(657)	(535)
Altri	(857)	(245)
Variazione rimanenze	(620)	(357)
Totale costi per materie prime	(5.197)	(18.898)

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

	1° semestre 2026	1° semestre 2025
Servizi e altri		
Trasporto / stoccaggio gas	(6.947)	(6.990)
Misurazione / trattamento gas	(495)	(316)
Amministratori e sindaci	(677)	(416)
Spese e consulenze professionali	(2.115)	(1.560)
Assicurazioni	(344)	(328)
Manutenzioni	(1.673)	(1.183)
Trattamento reflui e rifiuti	(710)	(112)
Servizi specialistici E&P	(2.667)	(2.401)
Riaddebito servizi da consorzi	(2.571)	(2.429)
Spese e commissioni bancarie	(101)	(97)
Altri affitti e locazioni	(399)	(478)
Royalties – Italia	(3.146)	(1.631)
Royalties – Estero	(3.073)	(3.231)
Windfall tax	(976)	(773)
Canoni concessioni sfruttamento minerario	(767)	(537)
Premi e concessioni gas	(487)	(429)
Accantonamenti e perdite su crediti	(234)	(290)
Altri servizi	(2.310)	(2.849)
Totale costi per servizi ed altri	(29.692)	(26.050)

Nell'ambito dei costi per materie prime e materiali di consumo si è registrata una riduzione complessiva di Euro 13.701, riconducibile principalmente alla diminuzione di costi d'acquisto del gas metano per le diverse modalità di approvvigionamento gas da parte della *B.U. Retail* che dal secondo trimestre 2025 prevedono forniture esclusivamente da parte di una società del Gruppo.

La voce costi per servizi ed altri ha registrato un incremento rispetto al primo semestre 2025 riconducibile principalmente all'aumento dei costi per “*Royalties*” in Italia correlato alla maggiore produzione della concessione “Longanesi”.

29. Costi per il personale

Riportiamo nella seguente tabella il dettaglio dei costi per il personale relativi al primo semestre 2026 ed il relativo confronto con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Costo del personale	1° semestre 2026	1° semestre 2025
Costo del personale		
Salari e stipendi	(2.671)	(2.791)
Oneri sociali	(1.013)	(1.036)
TFR, trattamento di quiescenza e obblighi simili	(216)	(212)
Totale costo del personale	(3.900)	(4.039)

I costi del personale sono risultati in lieve diminuzione rispetto al dato del primo semestre 2025, a fronte delle variazioni di organico avvenute nel periodo.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

30. Proventi ed oneri diversi

La voce proventi ed oneri diversi ha un saldo negativo di Euro 910 nel primo semestre 2026 (Euro 0 nel primo semestre 2025), dovuto all'adeguamento del fondo rischi costituito a fine 2024 a fronte degli oneri per il prevedibile mancato utilizzo della capacità di transito sul gasdotto TAG nel residuo periodo del contratto in essere, dopo l'avvio del relativo arbitrato internazionale (per maggiori dettagli si veda la precedente nota n. 23, *Fondi per rischi e oneri*).

31. Proventi ed oneri finanziari

Riportiamo nella seguente tabella il dettaglio dei proventi ed oneri finanziari relativi al primo semestre 2026 ed il relativo confronto con l'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Proventi (Oneri) finanziari	1° semestre 2026	1° semestre 2025
<u>Proventi finanziari</u>		
Interessi attivi bancari	431	351
Altri proventi finanziari	24	20
Totale proventi finanziari	455	371
<u>Oneri finanziari</u>		
Interessi passivi su finanziamenti a m/l termine	(92)	(316)
Interessi passivi su finanziamenti a breve termine	(767)	(1.121)
Oneri finanziari per attualizzazione fondi	(2.704)	(2.698)
Commissioni su finanziamenti	(188)	(244)
Oneri finanziari per <i>lease</i>	(308)	(268)
Altri oneri finanziari	(90)	(90)
Totale oneri finanziari	(4.149)	(4.737)
Utili (perdite) su cambi	(65)	38
Proventi (Oneri) finanziari netti	(3.759)	(4.328)

Gli oneri finanziari netti hanno registrato un decremento complessivo pari ad Euro 569 riconducibile principalmente al minor indebitamento nel periodo in esame.

La voce "*Oneri finanziari per attualizzazione fondi*" include principalmente gli oneri di attualizzazione del fondo smantellamento ripristino siti calcolati ad un tasso del 3,65% in Italia e del 6,80% in Romania per il primo semestre 2026, pari alla media semestrale dei tassi di interesse dei rispettivi Titoli di Stato a 10 anni (nel primo semestre 2025 tali oneri erano stati calcolati ad un tasso del 3,64% in Italia e del 7,52% in Romania).

32. Imposte

I saldi delle voci attività per imposte anticipate e passività per imposte differite sono dettagliati nel seguente prospetto. Le descrizioni indicano la natura delle differenze temporanee.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Attività per imposte anticipate	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Attività per imposte anticipate, relative a:		
Fondo abbandono	24.513	24.360
Ammortamenti civilistici eccedenti	7.830	6.889
Svalutazioni civilistiche eccedenti	4.515	4.543
Fondo rischi	1.730	1.499
Fondo svalutazione crediti	717	717
<i>Fair value</i> derivati in <i>hedge accounting</i>	721	-
Altro	779	484
Totale attività per imposte anticipate	40.805	38.492
Passività per imposte differite		
Passività per imposte differite, relative a:		
Plusvalore delle concessioni di coltivazione e degli impianti E&P	(7.292)	(7.734)
Plusvalore delle concessioni di distribuzione	(3.997)	(2.379)
<i>Fair value</i> derivati in <i>hedge accounting</i>	(2.305)	(1.026)
Altro	(138)	(175)
Totale passività per imposte differite	(13.732)	(11.314)

I movimenti delle voci attività per imposte anticipate e passività per imposte differite sono dettagliati nel seguente prospetto:

	Attività per imposte anticipate	Fondo per imposte differite
Saldo al 1° gennaio 2026	38.492	(11.314)
Accantonamenti	1.131	(23)
Utilizzi	(156)	569
Acquisizione BS Reti Gas S.r.l.	618	(1.679)
Altre variazioni incluse nel conto economico complessivo	720	(1.285)
Saldo al 30 giugno 2026	40.805	(13.732)

I saldi delle voci di crediti e debiti per imposte correnti sono dettagliati nel seguente prospetto:

Crediti e (debiti) per imposte sul reddito	30 giugno 2026	31 dicembre 2025
Crediti per imposte correnti	177	373
Debiti per imposte correnti	(5.042)	(1.017)
Totale crediti e (debiti) per imposte sul reddito	(4.865)	(644)

Si segnala che il Gruppo ha versato il saldo 2025 ed il primo acconto 2026 delle imposte sul reddito IRES ed IRAP a fine giugno 2026, nel rispetto delle relative scadenze fiscali, per un importo complessivo di circa 3,5 milioni di Euro.

Si riporta il dettaglio delle imposte sul reddito relativo al primo semestre 2026 ed il relativo confronto con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Imposte sul reddito dell'esercizio	1° semestre 2026	1° semestre 2025
Risultato ante imposte	22.842	14.318
Imposte correnti	(8.488)	(4.262)
Imposte differite	1.521	119
Totale imposte sul reddito dell'esercizio	(6.967)	(4.143)
Aliquota effettiva d'imposta (tax rate)	30,50%	28,94%

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

L'aumento del carico fiscale rispetto al primo semestre 2025 è legato all'incremento dell'aliquota ordinaria IRAP di 2 punti percentuali per i periodi di imposta 2026 e 2027 previsto, per le imprese che esercitano in via prevalente la loro attività nei comparti del settore energetico ed estrattivo, dal Decreto Bollette n. 21/2026, successivamente convertito nella Legge n. 49 del 10 aprile 2026. Nel primo semestre 2026, l'introduzione di tale norma ha comportato maggiori imposte correnti per Euro 405.

33. Rapporti con parti correlate

Le operazioni tra la Società capogruppo Gas Plus S.p.A. e le sue controllate consolidate, che sono entità correlate della Società stessa, sono state elise nel processo di consolidamento ai fini della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato e non sono pertanto evidenziate in questa nota.

Le operazioni con parti correlate sono state effettuate nel rispetto delle disposizioni di legge vigenti, sulla base di reciproca convenienza economica e a condizioni di mercato. Di seguito sono riepilogati i saldi patrimoniali al 30 giugno 2026 ed al 31 dicembre 2025 ed i saldi economici derivanti dalle operazioni effettuate nel corso del primo semestre 2026 e 2025 con parti correlate, individuate secondo quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 24.

Parti correlate		Diritti d'uso	Crediti commerciali	Debiti commerciali	Debiti finanziari per lease	Altri debiti
Controllanti	2026	-	-	-	-	(8.288)
	2025	-	-	-	-	-
Altre parti correlate	2026	2.649	32	(6)	(2.692)	-
	2025	2.878	3	(10)	(2.896)	-

Parti correlate		Ricavi delle vendite	Costi per servizi	Ammortamenti	Oneri finanziari
Controllanti	2026	-	-	-	-
	2025	1	-	-	-
Altre parti correlate	2026	28	(4)	(248)	(57)
	2025	7	(6)	(254)	(35)

La voce altri debiti verso controllanti include esclusivamente il dividendo spettante alla società controllante US.Fin. S.r.l. alla luce della delibera del 16 giugno 2026 dell'Assemblea degli Azionisti. Tale dividendo è stato erogato alla fine del mese di luglio 2026.

La voce debiti finanziari verso altre parti correlate include esclusivamente debiti per *lease* verso la società correlata Immobiliare Forlanini S.r.l., contabilizzati in applicazione del principio contabile IFRS 16 – *Lease*. Tale voce include debiti finanziari a breve termine per 462 Euro e debiti finanziari a medio lungo termine per 2.230 Euro, riferiti a contratti di affitto aventi ad oggetto i complessi immobiliari destinati alle sedi operative e agli uffici del Gruppo. Nel primo semestre 2026, il Gruppo ha versato canoni contrattuali per complessivi 282 Euro. Il decremento di tale debito rispetto al 31 dicembre 2025 è principalmente riconducibile al pagamento dei canoni di locazione.

Compensi maturati dai componenti degli organi di amministrazione

Gli Amministratori del Gruppo hanno maturato nel primo semestre del 2026 compensi per Euro 528 (Euro 267 nel primo semestre 2025).

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

34. Strumenti e rischi finanziari

Strumenti finanziari

Di seguito si riporta un riepilogo degli strumenti finanziari posseduti dal Gruppo al 30 giugno 2026 con il relativo raffronto tra valore contabile ed il *fair value*:

	Valore contabile	Finanziamenti e crediti	Attività finanziarie al <i>fair value</i> a conto economico	Attività finanziarie in regime di <i>hedge accounting</i>	Attività finanziarie al <i>fair value</i> al conto economico complessivo	Totale voce contabile	<i>Fair value</i>
ATTIVO							
<i>Fair value</i> (derivati finanziari attivi)	1.709	-	-	1.709	-	1.709	1.709
Altre attività non correnti	883	883	-	-	-	883	883
Totale Attivo non corrente	2.592	883	-	1.709	-	2.592	2.592
<i>Fair value</i> (derivati finanziari attivi)	6.881	-	-	6.881	-	6.881	6.881
Crediti commerciali	26.521	26.521	-	-	-	26.521	26.521
Crediti vs. altri	10.147	10.147	-	-	-	17.233	10.147
Disponibilità liquide	40.460	40.460	-	-	-	40.460	40.460
Totale Attivo corrente	84.009	77.128	-	6.881	-	91.095	84.009
Totale Attivo	86.601	78.011	-	8.590	-	93.687	86.601
	Valore contabile	Passività finanziarie al <i>fair value</i> a conto economico	Passività finanziarie in regime di <i>hedge accounting</i>	Altre passività	Costo ammortizzato	Totale voce contabile	<i>Fair value</i>
PASSIVO							
Debiti finanziari per <i>lease</i>	4.325	-	-	-	4.325	4.325	4.325
Debiti vs. altri	2.706	-	-	2.706	-	2.706	2.706
Totale Passivo non corrente	7.031	-	-	2.706	4.325	7.061	7.031
Debiti finanziari	20.449	-	-	17.825	2.624	20.449	20.449
<i>Fair value</i> (derivati finanziari passivi)	-	-	3.828	-	-	3.828	3.828
Debiti finanziari per <i>lease</i>	5.082	-	-	-	5.082	5.082	5.082
Debiti commerciali	35.484	-	-	35.484	-	35.484	35.484
Debiti vs. altri correnti	23.962	-	-	23.962	-	33.910	23.962
Totale Passivo corrente	88.805	-	3.828	77.271	7.706	98.753	88.805
Totale Passivo	95.836		3.828	79.977	12.031	105.784	95.836

Le variazioni di *fair value* degli strumenti finanziari elencati nella colonna “attività/passività finanziarie in regime di *hedge accounting*” sono rilevate nel conto economico complessivo e riguardano strumenti finanziari derivati designati come coperture dei flussi di cassa.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Garanzie e fideiussioni

Al 30 giugno 2026 il Gruppo ha in essere fideiussioni a favore di terzi per complessivi 18,0 milioni di euro, principalmente composte da:

- fideiussione per la copertura dei previsti investimenti nella rete di distribuzione di gas metano del Comune di Fidenza per 2,7 milioni di euro;
- fideiussioni per adempimento di imposta di consumo ed addizionale regionale per 1,5 milioni di euro;
- fideiussioni per trasporto gas per 1,8 milioni di euro;
- fideiussioni per vendita gas in bilanciamento ed al Gestore del Mercato Elettrico (GME) per 2,6 milioni di euro;
- fideiussioni per garanzia esecuzione lavori di sviluppo o di ripristino nelle concessioni di coltivazione per 0,8 milioni di euro;
- fideiussioni a favore di società di distribuzione gas metano a garanzia del rispetto dei propri obblighi contrattuali per 0,3 milioni di euro;
- fideiussioni a favore di alcuni enti locali per il servizio di gestione della distribuzione di gas metano per 0,5 milioni di euro;
- fideiussione a garanzia del contratto factoring in essere con BCC Factoring per 2,4 milioni di euro;
- fideiussione a garanzia di Italgas per operazione di acquisizione BS Reti Gas S.r.l. per 5,4 milioni di Euro.

Gestione del rischio

Qui di seguito si segnalano le principali operazioni avvenute nel primo semestre 2026 con un significativo impatto sulla gestione del rischio del Gruppo. Per maggiori dettagli sulle politiche di gestione dei rischi finanziari si rimanda alla Nota Integrativa del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2025.

Rischio di credito

Come già segnalato nella precedente nota n. 21, *Debiti finanziari correnti e non correnti*, il Gruppo ha in essere con Intesa Sanpaolo un'operazione di cartolarizzazione del proprio portafoglio crediti della *B.U. Retail*, per un ammontare massimo di 20 milioni di Euro, con plafond rotativo. Nell'anno 2023 il relativo contratto è stato rinnovato sino al mese di aprile del 2028.

Tale operazione ha permesso al Gruppo di razionalizzare il rischio di credito dei segmenti di clientela civile ed industriale di tale *Business Unit*.

Rischio di liquidità

Con riferimento al rischio di liquidità si segnala che il Gruppo continua a mantenere adeguate linee di credito rispetto ai previsti fabbisogni, legati alle dinamiche del capitale circolante ed ai previsti investimenti nell'attività esplorativa e di sviluppo della *B.U. E&P*. Come già segnalato nella precedente nota n. 21, *Debiti finanziari correnti e non correnti*, il Gruppo ha regolarmente rimborsato tutte le rate dei finanziamenti in essere secondo le scadenze contrattuali previste.

I flussi finanziari relativi al contratto di Finanziamento Revolving stipulato con Intesa Sanpaolo, al contratto di Finanziamento Revolving stipulato con Banco BPM e ai contratti di Finanziamento D.L Liquidità stipulati con Intesa Sanpaolo sono soggetti al rispetto di parametri finanziari (*covenants*) così come previsti dai relativi contratti di finanziamento. Per una descrizione ed un'analisi di tali *covenants* si faccia riferimento a quanto riportato nella precedente nota n. 21, *Debiti finanziari correnti e non correnti*, e nell'omonima nota n. 20 della Nota Integrativa del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2025.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Al 30 giugno 2026 il Gruppo ha in essere le seguenti linee di credito:

- 18,5 milioni di euro per crediti di firma, non assistite da garanzie;
- 20 milioni di euro per la linea di credito rotativa a fronte di cartolarizzazione (cessione pro-soluto) dei crediti commerciali verso clienti civili e industriali della *B.U. Retail*;
- 2,6 milioni di euro per le linee di credito residue sottoscritte con Intesa Sanpaolo e Banco BPM sulla base delle disposizioni del Decreto Liquidità (D.L. n. 23 del 8 aprile 2020), interamente erogate nel mese di gennaio 2021;
- 1,7 milioni di euro per linee di credito promiscue autoliquidanti per anticipo fatture e per scoperto di conto corrente, non assistite da garanzie;
- 0,3 milioni di euro per linee di credito per scoperto di conto corrente, non assistite da garanzie;
- 2,4 milioni di euro per linee di credito *factor*;
- 30 milioni di euro per linea Finanziamento Revolving con Banco BPM utilizzabile per cassa, utilizzata per euro 10 milioni al 30 giugno 2026;
- 30 milioni di euro per linea Finanziamento Revolving con Intesa Sanpaolo utilizzabile per cassa, non utilizzata al 30 giugno 2026;
- 10 milioni di euro per linea RCF con Banca Popolare di Sondrio (ora BPER) utilizzabile per cassa, non utilizzata al 30 giugno 2026;
- 7,5 milioni di Euro per linea a revoca “*Hot Money*” con Credem utilizzabile per cassa, utilizzata interamente al 30 giugno 2026 e rinnovata nel mese di luglio 2026 per 10 milioni di Euro;
- 111,5 milioni di euro per linee a copertura variazioni di *fair value* su derivati;
- 0,2 milioni di euro per carte di credito aziendali e Viacard.

Rischio tasso di interesse

Per quanto riguarda gli strumenti finanziari e le attività finanziarie detenute per la negoziazione, tale rischio afferisce agli effetti che le variazioni nei tassi di interesse hanno sul prezzo delle suddette attività e sui relativi flussi di cassa. Data l'assenza di simili attività in portafoglio il Gruppo non è attualmente soggetto a tale rischio.

Quanto invece alle altre attività finanziarie ed alle passività finanziarie, le variazioni dei tassi di interesse possono determinare un minore o maggiore ricavo per proventi finanziari e/o un minor o maggior costo per oneri finanziari.

Data l'attuale struttura finanziaria il Gruppo può essere soggetto a tale rischio in misura estremamente contenuta.

Rischio di mercato

Per mitigare il rischio di oscillazione del prezzo di mercato del gas, il Gruppo ha in essere ed ha stipulato nel corso del primo semestre 2026 una serie di contratti derivati di copertura su *commodities*.

Tutti i contratti ancora in essere al 30 giugno 2026 rispettano i criteri per il trattamento in *hedge accounting*, con l'imputazione delle variazioni di *fair value* nel conto economico complessivo.

Rischio di cambio

Al 30 giugno 2026, il Gruppo non ha in essere nessuno specifico contratto derivato per la copertura del rischio di cambio.

Gerarchia del fair value secondo l'IFRS 7

L'IFRS 7 richiede che la classificazione degli strumenti finanziari al *fair value* sia determinata in base alla qualità delle fonti degli input usati nella valutazione del *fair value*. Per una descrizione del significato dei 3 diversi livelli si rimanda a quanto già commentato in Nota Integrativa del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2025.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Qui di seguito, si evidenzia la classificazione IFRS 7 per gli strumenti finanziari posseduti dal Gruppo al 30 giugno 2026:

	Totale di bilancio	Livello 1	Livello 2	Livello 3
ATTIVO				
<i>Attività finanziarie al fair value rilevato nel conto economico complessivo</i>				
Contratti derivati su <i>commodities</i>	8.590	-	8.590	-
PASSIVO				
<i>Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo</i>				
Contratti derivati su <i>commodities</i>	3.828	-	3.828	-

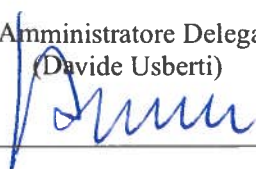
Nel semestre chiuso al 30 giugno 2026, non vi sono stati trasferimenti tra il Livello 1 ed il Livello 2 di valutazione del *fair value*, e neppure con il Livello 3. Non ci sono stati nemmeno cambiamenti nella destinazione delle attività finanziarie che abbiano comportato una differente classificazione delle attività stesse.

35. Eventi successivi alla data del bilancio intermedio

Oltre a quanto già segnalato nel corso della relazione intermedia sulla gestione e della presente nota integrativa, non si segnalano altri eventi o fatti di rilievo dopo la chiusura del primo semestre dell'esercizio 2026.

Per il Consiglio di Amministrazione

L'Amministratore Delegato
(Davide Usberti)

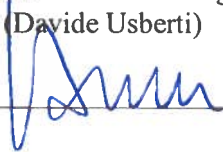


Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n.11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

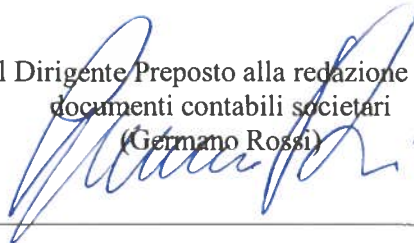
1. I sottoscritti Davide Usberti e Germano Rossi, in qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Gas Plus S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato, nel corso del periodo dal 1° gennaio al 30 giugno 2026.
2. L'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2026 è stata valutata utilizzando come standard di riferimento l'*Internal Control – Integrated Framework* pubblicato dal COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) nel mese di maggio 2013 e che rappresenta un modello di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 il bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2026:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Milano, 14 settembre 2026

L'Amministratore Delegato
(Davide Usberti)



Il Dirigente Preposto alla redazione dei
documenti contabili societari
(Germano Rossi)





Gas Plus S.p.A.

**Bilancio consolidato semestrale abbreviato
al 30 giugno 2026**

**Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio
consolidato semestrale abbreviato**



**Shape the future
with confidence**

EY S.p.A.
Via Meravigli, 12
20123 Milano

Tel: +39 02 722121
Fax: +39 02 722122037
ey.com

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Gas Plus S.p.A.

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dalla situazione patrimoniale finanziaria, dal conto economico, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Gas Plus S.p.A. e controllate (Gruppo Gas Plus) al 30 giugno 2026. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea. È nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

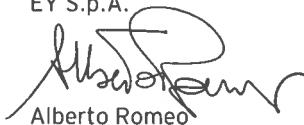
Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Gas Plus al 30 giugno 2026 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea.

Milano, 16 settembre 2026

EY S.p.A.



Alberto Romeo
(Revisore Legale)

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Meravigli, 12 – 20123 Milano
Sede Secondaria: Via Lombardia, 31 – 00187 Roma
Capitale Sociale Euro 3.000.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la CCIAA di Milano Monza Brianza Lodi
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. di Milano 606158 - P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998

A member firm of Ernst & Young Global Limited