



Gruppo GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2023

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

7 settembre 2023

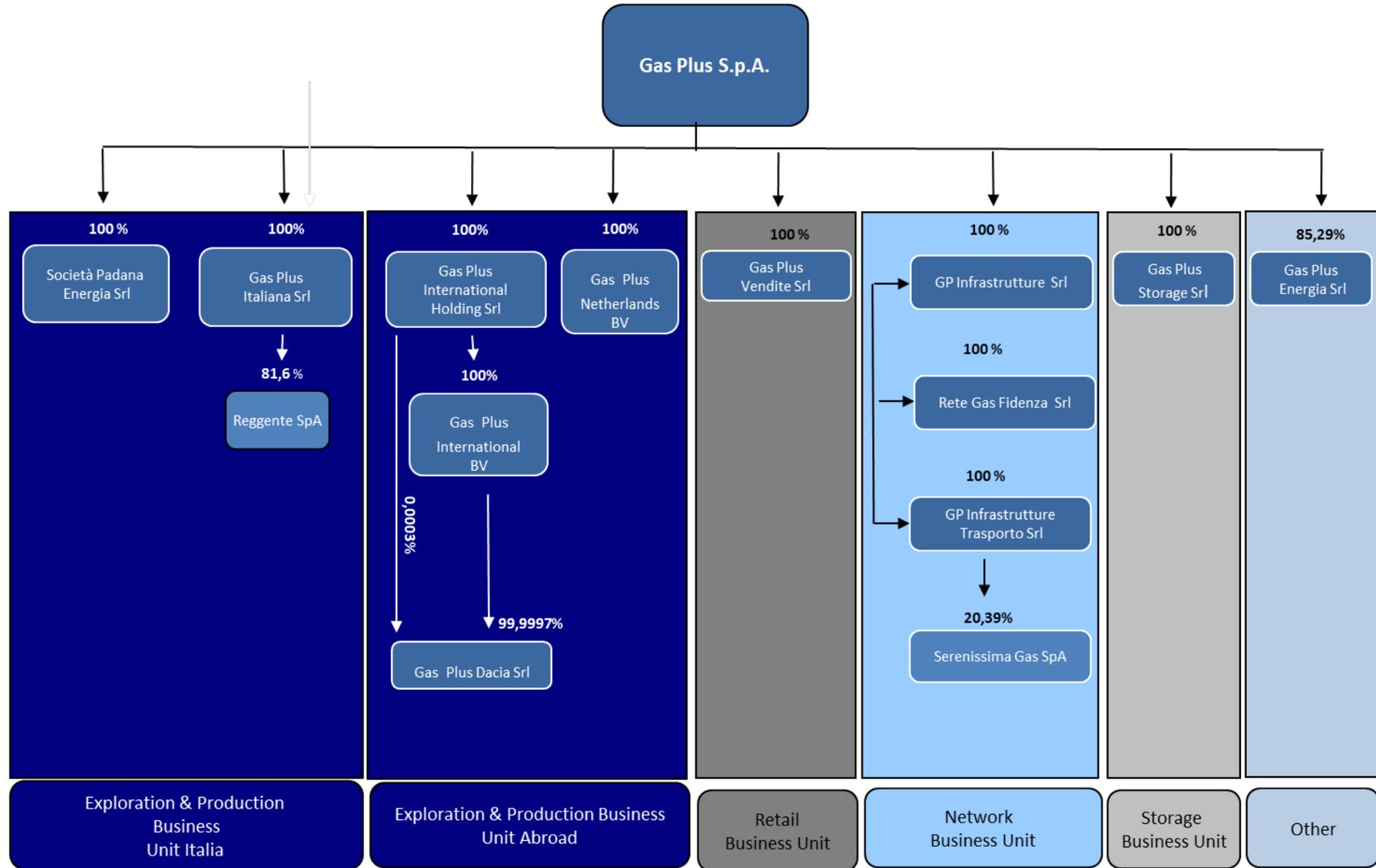
INDICE

Struttura del Gruppo	3
Organi sociali	4
Dati di sintesi	5
Relazione intermedia sulla gestione consolidata al 30 giugno 2023	7
Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023	
Prospetti contabili	54
Note esplicative	59
Attestazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato	84

GRUPPO GAS PLUS

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2023

STRUTTURA DEL GRUPPO



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

Ing. Cinzia Triunfo
Consigliere

Dott.sa Margherita Usberti
Consigliere

Dott.sa Anna Maria Varisco (*)**
Consigliere
Amministratore indipendente

COLLEGIO SINDACALE (1)

Dott.sa Laura Guazzoni
Presidente

Dott. Manuel Menis
Sindaco Effettivo

Dott.sa Gloria Francesca Marino (*)**
Sindaco Effettivo

Dott. Sandro Vecchione
Sindaco Supplente

Dott.sa Claudia Turchet (**)**
Sindaco Supplente

SOCIETÀ DI REVISIONE (2)
Deloitte & Touche S.p.A.

(*) *Nominato Presidente dal Consiglio di Amministrazione del 23 giugno 2022.*

(**) *Nominato Vice Presidente dal Consiglio di Amministrazione del 23 giugno 2021.*

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

(****) *Nominati dall'Assemblea degli Azionisti del 29 giugno 2023.*

(1) *Nominato dall'Assemblea Ordinaria del 23 giugno 2021 e con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio al 31.12.2023.*

(2) *Nominata dall'Assemblea Ordinaria dell'11 maggio 2015 per un periodo di 9 anni e, quindi, con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio al 31.12.2023.*

GRUPPO GAS PLUS: DATI DI SINTESI

Principali indicatori di mercato	30 giugno 2023	30 giugno 2022	var.%
Prezzo medio Brent spot (\$/bbl) ⁽¹⁾	79,66	107,60	(26,0%)
Prezzo medio gas - TTF "Day Ahead+Week End" (c€/Smc)	47,20	101,20	(53,4%)
Cambio medio EUR/USD ⁽³⁾	1,081	1,093	(1,2%)
Euribor - a tre mesi (%), media del periodo ⁽⁴⁾	2,997	(0,443)	776,6%

Principali dati operativi del Gruppo	30 giugno 2023	30 giugno 2022	var.%
Produzione di idrocarburi (Msmce)	118,5	64,2	84,4%
Vendite di idrocarburi (MSmce)	144,6	101,7	42,3%
Volumi di gas distribuito (MSmce)	100,8	120,2	(16,2%)
Numero dipendenti a fine periodo	141	143	(1,4%)

Dati di Conto Economico (IAS / IFRS)	30 giugno 2023	30 giugno 2022	var.%
Ricavi da vendite	90.813	77.071	17,8%
Costi Operativi	48.865	67.990	(28,1%)
EBITDA	41.948	9.081	361,9%
% sui ricavi di vendita	46,19%	11,78%	
EBIT	30.275	807	3.651,5%
EBIT Adjusted ⁽⁸⁾	30.275	807	(3.651,5%)
Risultato operativo	30.606	4.916	522,6%
% sui ricavi di vendita	33,70%	6,38%	
Risultato prima delle imposte	25.075	1.531	1537,8%
Risultato del periodo	39.825	(6.940)	673,8%
Risultato netto Adjusted ⁽⁸⁾	18.191	(1.830)	1.094,0%

Dati di Stato Patrimoniale (IAS / IFRS)	30 giugno 2023	30 giugno 2022
Investimenti in immobilizzazioni	15.397	19.788
di cui investimenti in esplorazione	187	41
Capitale circolante netto	(6.633)	(33.408)
Capitale investito netto (A) + (B)	271.972	254.467
Totale indebitamento finanziario (A)	49.488	97.034
Patrimonio netto (compresa quota terzi) (B)	222.484	157.433

Indici patrimoniali ed economici	30 giugno 2023	30 giugno 2022
ROI ⁽⁵⁾	34,63%	5,19%
ROE ⁽⁶⁾	26,38%	(2,13%)
Utile (perdita) per azione	0,91	(0,16)
PFN / EBITDA ⁽⁷⁾	0,45	5,76
Totale indebitamento finanziario (A) / Patrimonio netto (B)	0,22	0,62
Gearing (A/A+B)	18%	38%

(1) fonte: Reuters.

(2) fonte: ICIS.

(3) fonte: BCE.

(4) fonte: European Money Markets Institute.

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

(6) = Risultato annualizzato / patrimonio netto medio.

(7) = Posizione finanziaria netta / EBITDA annualizzato.

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

NOTA METODOLOGICA:

I costi operativi sono stati determinati come somma dei costi per materie prime e materiali di consumo, costi per servizi 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 ha chiesto 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 2023**Highlights**

Considerati i suoi effetti sulla profittabilità dell'esercizio 2022 si evidenzia innanzitutto che, quanto meno in Romania, nel mese di maggio 2023 è stata corretta la normativa in materia sui contributi straordinari sui cosiddetti "Extraprofiti", esentando a valere già dall'esercizio 2022 le nuove produzioni di gas quali quelle del Gruppo Gas Plus.

Nessun correttivo significativo della materia è stato invece adottato in Italia, dove si è subita, sul medesimo esercizio, una doppia contribuzione straordinaria, la prima delle quali, tra l'altro, calcolata su basi assolutamente aleatorie e riferendola ad una parte dell'anno nel quale la redditività era assolutamente inferiore a quella presa a base per il contributo.

Il Gruppo continua quindi a ritenere tale prelievo in Italia del tutto sproporzionato e, pur avendo assolto ai relativi pagamenti, sta dando corso alle azioni del caso avverso tale normativa, i cui oneri sono comunque già stati interamente spesi nell'esercizio 2022.

Ciò premesso il primo semestre 2023, potendo beneficiare del pieno apporto produttivo della Romania, il primo dei due più importanti progetti del Gruppo giunto alla messa in produzione, ha registrato risultati eccellenti, anche tralasciando l'effetto a livello di risultato netto dello storno della tassazione straordinaria 2022 della Romania.

Con l'anno in corso, grazie all'apporto ad anno pieno delle produzioni rumene, il Gruppo ha sostanzialmente riportato le proprie produzioni di gas ai livelli che avevano al momento dell'ingresso nell'*upstream* mediante l'acquisizione delle attività E&P della storica Società Petrolifera Italiana (S.P.I.) e, con la messa in produzione dell'altro progetto di maggior rilievo, Longanesi, conta di raddoppiarli.

Giova inoltre segnalare:

- una buona performance produttiva delle concessioni E&P italiane (+4,5%) che ha consentito di più che compensare il naturale tasso di declino;
- il ritorno a marginalità positiva del Retail;
- una crescita di marginalità del Network grazie ad una attenta politica dei costi.

Le prospettive di risultato ad anno pieno saranno inevitabilmente influenzate dalla forte volatilità dei prezzi del gas in atto, comunque attestati su livelli inferiori allo scorso anno, e da come essi evolveranno con l'inizio del periodo invernale, ma grazie al risultato del primo semestre anche un andamento del secondo semestre assestato su prezzi meno elevati di quelli dello scorso anno dovrebbe comunque consentire di assestare i risultati annuali in termini di Ebitda su livelli prossimi

a quelli dell'esercizio 2022.

SINTESI DEI RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI CONSOLIDATI

L'ottima *performance* delle attività *E&P* ha guidato la forte crescita dell'*EBITDA* che è passato dai 9,1 milioni di euro del 2022 ai 41,9 milioni di euro del 2023.

L'*EBIT* ha raggiunto i 30,3 milioni di euro contro 0,8 milioni di euro del 2022, dopo ammortamenti per 11,7 milioni di euro rispetto agli 8,3 milioni di euro del 2022, in aumento soprattutto in ambito *E&P* a seguito dell'avvio, nel corso del 2022, della produzione di gas dei giacimenti in Romania.

Anche il *Risultato Operativo* (30,6 milioni di euro contro 4,9 milioni di euro del 2022) ha avuto un simile andamento seppur registrando una crescita di minore entità in termini assoluti. Nel 2022 tale indicatore aveva infatti beneficiato del rilascio del fondo di 4,1 milioni di euro costituito nel 2021 a fronte delle previste perdite delle attività *Retail* relativamente alla clientela con offerte economiche a prezzo fisso e a prezzo variabile con *cap* sul costo della materia prima in scadenza nel corso del 2022.

A valle del *Risultato Operativo* gli oneri finanziari netti sono stati in crescita (5,5 milioni di euro del 2023 contro i 3,4 milioni di euro del 2022) principalmente per effetto dell'aumento dei tassi d'interesse.

Come già anticipato, le imposte sul reddito hanno assunto un valore positivo (+14,7 milioni di euro contro -8,5 milioni di euro del 2022) beneficiando della non debenza del contributo straordinario di solidarietà in Romania (contabilizzato per 21,6 milioni di euro nel bilancio 2022). Si ricorda invece che le imposte del primo semestre 2022 avevano scontato per 8,1 milioni di euro il c.d. "*contributo straordinario contro il caro bollette*".

Il primo semestre del 2023 si è chiuso infine con un utile netto di 39,8 milioni di euro contro una perdita netta di 6,9 milioni di euro del 2022.

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

Gli investimenti, in calo rispetto al dato del 2022 (15,4 milioni di euro contro 19,8 milioni di euro del corrispondente periodo dell'esercizio precedente), hanno riguardato in prevalenza le attività di sviluppo *E&P* (12,9 milioni di euro contro 18,3 milioni di euro del 2022) e sono stati finanziati tramite le linee di credito disponibili e il *cash flow* delle attività operative.

Al termine del primo semestre 2023 l'*indebitamento finanziario* è stato sostanzialmente in linea con il 2022 e pari a 49,5 milioni di euro rispetto ai 49,0 milioni di euro di fine 2022 nonostante gli investimenti e il pagamento dei diversi oneri tributari in scadenza nel semestre.

L'*indebitamento finanziario* include per circa 3,5 milioni di euro gli effetti contabili dell'applicazione del principio contabile IFRS 16.

A conferma della consistente patrimonializzazione del Gruppo, il rapporto tra *indebitamento finanziario* e patrimonio netto (0,22) si riduce ulteriormente rispetto al dato alla fine del precedente esercizio (0,26).

SCENARIO DI RIFERIMENTO

Nel corso del primo semestre 2023 il prezzo del gas in Italia (prezzo al PSV), in linea con i restanti *hub* europei, si è attestato ad un valore medio di circa 50 c€/smc con una riduzione di oltre il 50% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Il trend di riduzione ha avuto inizio a partire dalla seconda metà del semestre e si è confermato durante i successivi 3 mesi in un contesto di forte riduzione della domanda per le temperature superiori alle medie stagionali e le azioni di contenimento dei consumi.

Il prezzo al TTF ha avuto un simile andamento, assumendo nel semestre un valore medio di 47,2 c€/smc e registrando anche in questo caso un calo di oltre il 50% rispetto al 2022.

Lo spread tra PSV e TTF è aumentato rispetto allo scorso anno attestandosi ad un valore medio di 2,9 c€/smc.

Per quanto concerne il petrolio la quotazione media del Brent ha raggiunto circa gli 80 \$/bbl in riduzione di oltre il 20% rispetto al 2022. La quotazione ha evidenziato un trend in discesa durante tutto il semestre.

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

Grafico 1 – Trend Prezzo del Brent (USD)



Grafico 2 – Trend Prezzo del Brent (EUR)

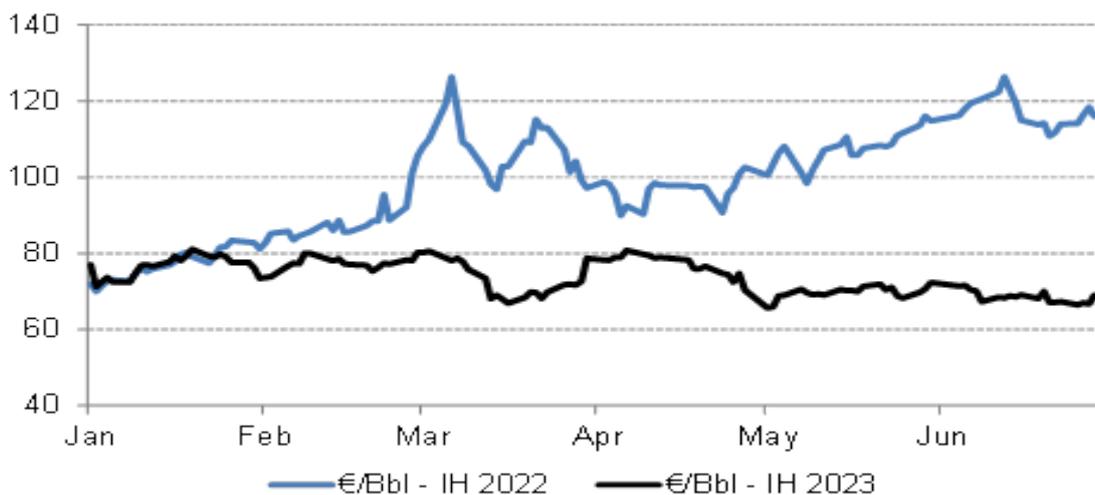
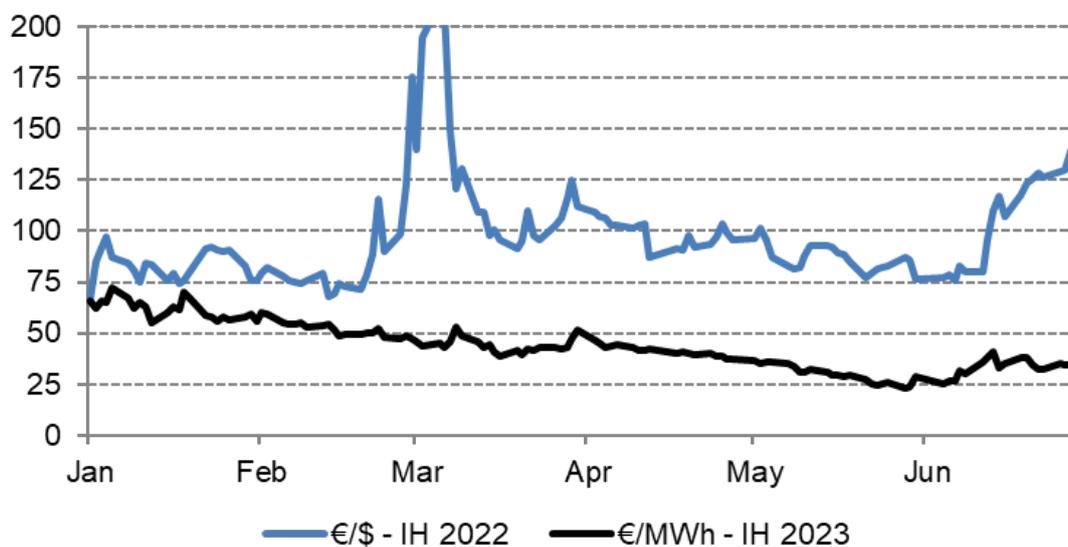


Grafico 3 – Trend Prezzo del gas naturale Spot TTF (Borsa del Gas Olandese)



Nel corso del primo semestre le quotazioni del titolo Gas Plus si sono mantenute in un *range* compreso tra 2,2 euro e 2,6 euro con volumi abbastanza contenuti.

La movimentazione è stata un poco più vivace nel primo trimestre mentre si è affievolita nel periodo successivo. La media dei volumi dei titoli trattati sino al 31 luglio è risultata pari a 25.680 azioni.

Di seguito si riporta l'andamento del titolo Gas Plus nel periodo in esame comparato con l'indice FTSE Mib.

Grafico 4 – Trend Borsistico (01 Gennaio 2023 ad oggi)



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 *branch GPI*) e *Società Padana Energia S.r.l.* (di seguito *branch SPE*), e in aggregato quelli delle società attive all'estero.

	30/06/2023			
	GPI	SPE	ESTERO	TOTALE
Produzione netta (MSmce)	24,1	36,4	54,9	115,3
Ricavi (mln €)	15,9	25,5	25,9	67,3
EBITDA (mln €)	8,9	13,1	15,0	37,0
Investimenti esplorativi (mln €)	-	-	0,2	0,2
Investimenti di sviluppo (mln €)	1,1	11,7	-	12,8

	30/06/2022			
	GPI	SPE	ESTERO	TOTALE
Produzione netta (MSmce)	22,7	34,6	3,7	61,0
Ricavi (mln €)	10,4	19,4	4,2	34,0
EBITDA (mln €)	3,2	7,8	2,1	13,1
Investimenti esplorativi (mln €)	-	-	-	-
Investimenti di sviluppo (mln €)	0,3	10,9	7,1	18,3

ITALIA

Risultati economici

Sotto il profilo dell'andamento economico il primo semestre del 2023 è stato caratterizzato da un significativo aumento dei ricavi (+11,6 milioni di euro) e della marginalità complessiva (+11,0 milioni di euro).

I *Ricavi*, nel 2023, hanno beneficiato dell'effetto positivo delle coperture sulla *commodity* per 2,1 milioni di euro mentre, nel 2022, avevano scontato l'effetto negativo di 21,5 milioni di euro delle coperture effettuate nella prima parte del precedente anno e quindi prima della forte crescita dei prezzi dei prodotti energetici.

L'*Ebitda* ha raggiunto infatti i 22,0 milioni di euro contro gli 11,0 milioni euro del corrispondente periodo del 2022 grazie all'aumento delle produzioni ed ai minori volumi oggetto di coperture rispetto al corrispondente semestre dell'esercizio precedente.

Produzione

Nel primo semestre 2023 la produzione lorda di gas, condensati e petrolio è stata pari a 63,1 *MSmce*, di cui 25,9 *MSmce* relativi alla *branch* GPI e 37,2 *MSmce* relativi alla *branch* SPE.

In termini di tipologia di prodotto la produzione lorda di gas del periodo di riferimento è stata pari a 51,6 *MSmc* contro 46,0 *MSmc* del primo semestre 2022; tale incremento è dovuto sia alla ripresa sia all'ottimizzazione della produzione nel corso del periodo di alcuni campi. L'attività di valutazione ed eventuale riavvio di alcuni giacimenti continuerà anche nel secondo semestre 2023.

La produzione di petrolio e condensati è stata invece pari a 11,5 *MSmce* contro 14,4 *MSmce* del 2022; quest'ultimo decremento è dovuto alla minore produzione della concessione "Mirandola".

PRODUZIONE LORDA DI GAS (MSmc)

	2023	2022	Differenza 2023-2022
GPI	25,6	24,1	1,5
SPE	26,0	21,9	4,1
Totale	51,6	46,0	5,6

PRODUZIONE LORDA DI PETROLIO E CONDENSATI (Msmce)

	2023	2022	Differenza 2023-2022
GPI (*)	0,3	0,3	-
SPE	11,2	14,1	(2,9)
Totale	11,5	14,4	(2,9)

* 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 2023, relativamente al progetto Longanesi, sono state completate le attività di perforazione e di completamento e le prove di produzione del pozzo Casale Cocchi 1 dir ed è stato completato il *workover* del pozzo Abbadesse 1 dir.

È proseguita la realizzazione delle stazioni delle reti di monitoraggio, come previsto dalle prescrizioni ricevute in fase di valutazione di impatto ambientale.

Si è conclusa nel mese di luglio la procedura di affidamento dei lavori per la posa della rete di raccolta che si svolgeranno verosimilmente nel corso del quarto trimestre 2023 e del primo trimestre 2024. Sono stati inoltre pubblicati i bandi per le gare per la realizzazione degli impianti di superficie.

Sempre nel primo semestre 2023, sono proseguite, come citato in precedenza, le attività necessarie alla ripresa della produzione di alcuni giacimenti del parco titoli della *Business Unit*.

Chiusure Minerarie

Sono proseguite le attività per il ripristino dell'area pozzo Cavone 15 nella concessione Mirandola. Sono proseguite le attività preliminari al ripristino delle aree dei pozzi Palmori 1 e Palmori 4 della concessione Masseria Acquasalsa.

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 2023 non si sono registrati cambiamenti nel patrimonio titoli del Gruppo. Pertanto, il numero complessivo delle concessioni di coltivazione è pari a 42 di cui 29 concessioni con il Gruppo in veste di operatore e 13 in veste di partner non operatore.

	Gruppo operatore	Terzi operatori	Totale
Istanze di concessione	0	1	1
Concessioni di coltivazione	29*	13	42

* di cui n.10 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 termine del primo semestre 2023 sono stimate nelle seguenti quantità:

	31/12/2022			30/06/2023		
	GPI	SPE	Totale	GPI	SPE	Totale
Gas naturale (milioni di metri cubi)	1.024,9	2.114,8	3.139,7	999,3	2.088,8	3.088,1
Petrolio e condensati (milioni metri cubi equivalenti)	6,4	248,1	254,5	6,1	236,9	243,0
Totale idrocarburi (milioni metri cubi equivalenti)*	1.031,3	2.362,9	3.394,2	1.005,4	2.325,7	3.331,1

* 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

Per quanto riguarda l'entità delle riserve, a conclusione del 2022 è stata rilasciata una nuova certificazione dall'esperto indipendente SIM che ha rivisto le precedenti stime, quantificando le riserve 2P di idrocarburi al 31 dicembre 2022 in 3.394,2 milioni di metri cubi equivalenti. Tale certificazione è stata svolta in linea con gli aggiornamenti degli *standard* di valutazione già seguiti per la precedente certificazione.

Le riserve al termine del primo semestre del 2023, non avendo subito variazioni, risultano pari a quelle certificate, a conclusione del 2022, dall'esperto indipendente meno la 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 che ha rigettato l'appello, condannando in solido le appellanti (Energean Italy S.p.A., prima Edison E&P S.p.A. e Edison S.p.A.) al pagamento a favore di Gas Plus Italiana S.r.l. delle spese legali e di un ulteriore importo quale risarcimento per la condotta processuale delle appellanti considerata dalla Corte "...oggettivamente valutabile alla stregua di "un abuso del processo" per aver agito pretestuosamente...".

Gli appellanti hanno successivamente presentato ricorso in Corte di Cassazione, notificato il 27 febbraio 2023, contro la predetta sentenza della Corte di Appello di Milano, rispetto al quale Gas Plus Italiana S.r.l. ha presentato controricorso chiedendo alla Corte di dichiarare inammissibile e/o infondato il ricorso avverso.

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

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.

Risultati economici

Grazie all'avvio, nel mese di giugno del 2022, della produzione nei giacimenti gas in Romania e all'elevato livello dei prezzi i ricavi del primo semestre 2023 si sono attestati a 25,9 milioni di euro.

L'*Ebitda* ha raggiunto i 15,0 milioni di euro (2,1 milioni di euro nel 2022) ed ha scontato oneri fiscali (*royalties e windfall tax*) per 6,6 milioni di euro (2,8 milioni di euro nel 2022).

Si segnala che il risultato netto del periodo ha beneficiato della non debenza del contributo straordinario di solidarietà in Romania che, al termine del precedente esercizio, risultava quantificato per l'anno 2022 in circa 21,6 milioni di euro. Tale positivo sviluppo è avvenuto a seguito della pubblicazione della Legge n. 119 del 12 maggio 2023, entrata in vigore il 15.05.2023, che ha riformato il regime del contributo di solidarietà per le imprese attive nell'estrazione di greggio, gas naturale e carbone, nonché nella raffinazione, quale introdotto in Romania con l'Ordinanza Governativa d'Urgenza n.186 del 28.12.2022, escludendo da tale contributo le imprese che non hanno prodotto idrocarburi nel periodo compreso tra il 2018 e il 2021, come appunto Gas Plus Dacia che ha avviato la propria produzione a partire dalla metà del mese di giugno 2022.

Attività del periodo

Il progetto ha pressoché completato il proprio programma di sviluppo e nel suo complesso contribuirà alla copertura del 10% del fabbisogno della domanda di gas in Romania.

All'inizio delle attività di sviluppo, la *Joint Venture* aveva negoziato, per il progetto "*Midia Gas Development*", con un primario *pool* di banche un contratto di finanziamento dell'importo originario di 200 milioni di euro di tipologia "RBL" (*Reserve Based Lending*).

Il contratto di finanziamento è stato firmato al termine del 2019 e la prima erogazione è avvenuta nel mese di novembre del 2020. In tale sede, a valle di un processo di rideterminazione da parte delle banche dell'importo erogabile a fronte di una riduzione del costo complessivo dell'investimento, l'importo della linea è stato inizialmente ridotto da 200 milioni di euro a 185 milioni di euro e successivamente, con effetto dal 6 luglio 2021, di nuovo aumentato sino a 190 milioni di euro.

Al termine del primo semestre 2022, a fronte degli ulteriori investimenti effettuati nel periodo, la linea era stata utilizzata interamente da *Gas Plus Dacia S.r.l.* per complessivi 19 milioni di euro. Nel corso del secondo semestre 2022, grazie ai flussi di cassa derivanti dall'avvio della produzione, sono stati effettuati rimborsi per 14,6 milioni di euro ed a fine 2022 l'importo utilizzato della linea si era ridotto a 4,4 milioni di euro. Nel mese di gennaio 2023 la linea è stata poi interamente rimborsata.

Successivamente Gas Plus Dacia e i Partner della J.V. hanno avviato la procedura di cancellazione della linea di finanziamento che è stata ottenuta nel corso del mese di febbraio.

Sono attualmente in corso e in fase di conclusione le procedure per il rilascio dei pegni e delle garanzie previste in sede di sottoscrizione del contratto di finanziamento.

Relativamente all'avvio nelle attività del settore delle rinnovabili è importante segnalare che nel mese di luglio è stato avviato il processo di *permitting* per un *power corridor* nel Mar Nero rumeno

lungo l'infrastruttura già esistente del Progetto MGD, per collegare i futuri parchi eolici offshore alla rete elettrica nazionale Transelectrica (SEN). Con una capacità progettata di 3GW e 126 km di lunghezza, questo primo passaggio riguarda il primo *power corridor* in fase di *permitting* nel Mar Nero rumeno. Il completamento delle procedure regolatorie è attualmente previsto entro la metà del 2024. Il Progetto MGD - con la sua infrastruttura esistente, terreni e diritti di passaggio - è particolarmente adatto come *power corridor* per servire la produzione eolica offshore e le necessarie strutture di ricezione e connessione alla rete elettrica nazionale (SEN) come sottostazioni e, se necessario, convertitori. La realizzazione del *power corridor* sbloccherà un requisito chiave per lo sviluppo dell'energia eolica *offshore* in Romania, che contribuirà ad una maggiore sicurezza energetica e ad un aumento della capacità di produzione da fonti rinnovabili, aiutando quindi il Paese a raggiungere i nuovi obiettivi europei di produzione di energia da fonti di energia rinnovabile (FER).

Produzione

Il 15 giugno 2022 è stato raggiunto il *first gas* nel sistema di distribuzione della rete nazionale (NTS) attraverso la produzione di 4 pozzi ANA ed il 13 novembre 2022 ha avuto inizio anche la produzione del pozzo subsea DOINA 100.

Nel semestre in esame la produzione netta in quota Gas Plus è stata pari a circa 55,0 MSmc in linea con quella del secondo semestre 2022 (circa 55,7 MSmc).

Riserve

Nel mese di giugno del 2019 è stata completata la valutazione e certificazione delle riserve dei giacimenti *Ana* e *Doina* da parte di un certificatore indipendente. Le riserve 2P dei due giacimenti erano state quantificate in 725 Msmc cubi per la quota del 10% d'interesse di *Gas Plus*.

Nel mese di dicembre 2022 sono state aggiornate le riserve dei giacimenti *Ana* e *Doina*. Le riserve 2P dei due giacimenti, sono aumentate e, al netto della produzione del 2022, sono risultate pari a circa 702 milioni di standard metri cubi per la quota del 10% di *Gas Plus*.

Al termine del semestre le riserve, al netto della produzione del periodo, ammontano pertanto a 647 milioni di standard metri cubi.

Business Unit Storage

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 sono stati rilasciati i provvedimenti di compatibilità ambientale (VIA) per i progetti Poggiofiorito e San Benedetto.

Per quanto riguarda il progetto San Benedetto, il decreto VIA è stato impugnato da alcuni cittadini e tale ricorso è allo stato pendente avanti al TAR Lazio che ha fissato l'udienza di merito al 10 gennaio 2024.

Nel frattempo il Comune di San Benedetto ha impugnato davanti al TAR Lazio, una prima volta, il provvedimento del Ministero dell’Ambiente di diniego alla riapertura dell’istruttoria VIA, ricorso dichiarato inammissibile dal Consiglio di Stato e, una seconda volta, un successivo provvedimento del medesimo Ministero analogo al primo.

Nel contempo, nel mese di febbraio 2019, sono 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 del Ministro della Transizione Ecologica, di concerto con il Ministro della Cultura, del 13 luglio 2022 è stata negata la proroga al termine di efficacia della VIA. A fronte di un vaglio legale e tecnico, il provvedimento di diniego è stato impugnato davanti al TAR Lazio da Gas Plus Storage e, a seguito della presentazione di una istanza di trattazione congiunta, all’udienza fissata per il 21 giugno 2023 sono stati discussi nel merito sia il giudizio in questione sia il secondo ricorso promosso dal Comune di San Benedetto richiamato sopra. All’esito dell’udienza il TAR Lazio con sentenza pubblicata il 27 giugno 2023 ha dichiarato improcedibile per sopravvenuta carenza di interesse il ricorso presentato dal Comune di San Benedetto e, con sentenza pubblicata il 3 luglio 2023, ha accolto il ricorso di Gas Plus Storage, annullando il provvedimento del MiTE di diniego della proroga della VIA, condannando in solido il Comune di San Benedetto ed i Ministeri resistenti al pagamento delle spese legali liquidate in € 5.000 oltre accessori di legge ed al rimborso del contributo unificato.

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.

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 2022 n. 6, *Informativa di settore*, che comprendono principalmente, oltre alle attività della *Business Unit Storage*, le attività di funzioni comuni e servizi centralizzati della 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. Da segnalare infatti che la *Business Unit* non consuntiva significativi valori patrimoniali e 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.

Business Unit Retail

I principali dati economici della *Business Unit Retail* per il primo semestre del 2023 sono i seguenti:

	<u>30/06/23</u>	<u>30/06/22</u>
Volumi venduti (MSmc)	29,8	40,6
Ricavi (mln €)	23,3	38,9
<u>EBITDA (mln €)</u>	<u>2,0</u>	<u>(6,1)</u>

La *Business Unit Retail* aveva risentito fortemente dell’eccezionalità dell’esercizio 2022 caratterizzato, come noto, da una forte tensione in termini di offerta del gas, legata alla situazione generatasi dal conflitto russo-ucraino, dalla conseguente eccezionalità dei livelli dei prezzi del gas e dal crollo dei consumi.

I risultati del primo semestre dell’anno 2023 mostrano un rilevante recupero di marginalità nonostante il calo in termini di consumi e di ricavi.

La curva termica del semestre ha fatto registrare un forte aumento delle temperature rispetto all’anno precedente nel primo trimestre (periodo solitamente più energivoro), mentre nel secondo (quando i consumi, in ogni caso, tendono a scemare) le temperature sono state mediamente più fredde; questo fatto, sommandosi al calo di numerosità dei clienti serviti (-6,6%), porta ad una diminuzione per quanto riguarda i volumi venduti. L’andamento degli scenari relativi al prezzo della materia prima a distanza di un anno fa sì che la flessione dei ricavi risulti in linea con quella dei volumi.

In termini di Ebitda il significativo recupero di marginalità (circa +8,1 milioni di euro) del primo semestre dell'anno è il risultato della politica di approvvigionamento e vendita ai clienti adottata al superamento delle condizioni di turbolenza degli scenari energetici che aveva, come descritto nelle relazioni precedenti, fortemente condizionato le condizioni di approvvigionamento.

La *Business Unit*, dal punto di vista normativo e regolatorio, è fortemente impegnata rispetto alla fine del Mercato Tutelato che cesserà a partire dal 1° gennaio 2024.

Business Unit Network

I principali dati economici della *Business Unit Network* relativi al primo semestre 2023 sono i seguenti:

	<u>30/06/23</u>	<u>30/06/22</u>
Volumi distribuiti (MSmc)	100,8	120,2
Ricavi (mln €)	8,7	9,3
EBITDA (mln €)	4,1	3,3
Investimenti (mln €)	2,3	1,5

Nel corso del primo semestre la *Business Unit Network* ha distribuito circa 100,8 MSmc di gas, dato in forte diminuzione (-16,2%) rispetto all'analogo periodo del 2022, in particolare per le temperature più miti registrate nei mesi di gennaio, marzo ed aprile.

La *Business Unit Network* opera, al 30 giugno 2023, direttamente nell'attività di distribuzione gas in 40 Comuni.

Tariffe di distribuzione

Con la delibera n. 570/2019/R/gas l'Autorità ha approvato la metodologia di calcolo delle tariffe di distribuzione per il 5° periodo regolatorio, valido per gli anni dal 2020 al 2025. La *Business Unit*, a valle dell'analisi della nuova RTDG che risulta particolarmente impattante in tema di copertura dei costi operativi e di imposizione del recupero di produttività, ha ritenuto opportuno procedere all'impugnazione davanti al giudice amministrativo. Nel corso del mese di marzo 2021, su istanza di alcune società e con l'*adiuvandum* dell'associazione di categoria (Assogas), è stata instaurata un'apposita verifica tra detti soggetti ed ARERA su alcuni temi specifici della nuova RTDG, in particolare sul livello dei costi operativi e del recupero della produttività imposto. In data 21 aprile 2022 si è tenuta l'udienza presso il TAR Milano e in data 23 maggio 2023 (quindi trascorso un significativo lasso di tempo) è stata pubblicata la sentenza che ha parzialmente accolto il ricorso

in merito alla riduzione del WACC dell'attività di misura ed al livello iniziale (anno 2020) dei costi operativi.

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 2023 sono stati pubblicati 39 bandi di gara, nessuno dei quali di interesse 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.

Tra le poche procedure che hanno visto la presentazione di offerte di gara, si segnala che, 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 (gruppo A2A).

Negli ATEM di "Torino 1", "Torino 2", "Belluno", "Valle d'Aosta" e "La Spezia", 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..

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

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. Con analogo provvedimento sono state eliminate le possibili sanzioni in capo agli Enti Locali nel caso di ritardo nell'iter di emanazione dei bandi gara.

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.

Ambito regolatorio e normativo

In merito all'obbligo di messa in esercizio dei gruppi di misura elettronici, conclusasi con successo la campagna di sostituzione prevista dalla ARERA con Delibera n. 554/2015/R/gas per l'anno 2018 (100% dei gruppi di misura di classe superiori a G6), si segnala che l'Autorità ha aggiornato gli obblighi prevedendo, per le società che gestiscono (al 31/12/2015) tra 50.000 e 100.000 PdR, la sostituzione, entro il 31 dicembre 2023, di una quota pari al 85% dei misuratori tradizionali con *smart meters* (classe G4 e G6).

Al 30 giugno 2023 risultano posati 74.029 G4-G6 elettronici, pari a circa il 75% del totale ed all'88% del relativo obbligo.

Investimenti

La *Business Unit*, al termine del primo semestre 2023, ha effettuato investimenti sugli impianti per 2,3 milioni di euro.

Tee

In data 31 maggio 2021 è stato approvato da parte del Ministero per la Transizione Energetica, il decreto ministeriale contenente l'indicazione dei nuovi obblighi previsti per gli anni 2021-2024, oltre alla rideterminazione degli obblighi previsti per l'anno 2020.

Anche a causa della forte contrazione dell'offerta, con conseguente rialzo dei prezzi di acquisto (300 €/TEE), il nuovo decreto ha approvato, da un lato, la forte riduzione degli obblighi in capo ai distributori di gas ed energia elettrica e, dall'altro lato, ha introdotto un meccanismo di aste (dal quale sono esclusi i soggetti obbligati).

Il Decreto ha, pertanto, previsto una riduzione del 60% degli obblighi 2020 (diminuiti dagli iniziali 28.521 a 11.423 TEE) con un positivo impatto sul conto economico ed ha considerevolmente tagliato gli obblighi 2021-2024. L'obbligo 2023 non è ancora stato definito; sulla base delle previsioni del Decreto ministeriale del Ministero della Transizione Energetica del 31 maggio 2021, il numero dei TEE d'obbligo si attesta a 9.350, in rialzo rispetto al 2022, ma su valori decisamente più contenuti rispetto agli anni precedenti.

Si segnala infine che la *Business Unit Transportation*, che faceva parte della *B.U. Network & Transportation*, era operativa dal 1° ottobre 2009 e, sino al termine del 2022, ha esercitato l'attività di trasporto regionale in Valtrebbia (PC) mediante 31,4 chilometri di rete in media pressione ed in

Valnure (PC) mediante 10,4 chilometri di rete in media pressione, tra l'altro interconnessa ad un giacimento della *B.U. E&P* del Gruppo.

La società del Gruppo che esercitava tale attività (GP Infrastrutture Trasporto S.r.l.) non è infatti più attiva nell'attività di trasporto regionale e sta attualmente formalizzando il trasferimento del relativo ramo d'azienda a GP Infrastrutture S.r.l..

GP Infrastrutture Trasporto, in data 30 luglio 2021, aveva presentato al competente Ministero l'istanza di riclassifica degli impianti di trasporto regionale in impianti di distribuzione e, in data 25 maggio 2023, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), ha pubblicato il D.M. con il quale è stata accolta l'istanza di riclassifica delle suddette reti di trasporto regionale in reti di distribuzione con decorrenza dal 1° gennaio 2023.

Nell'ambito del Gruppo Gas Plus. non viene pertanto al momento esercitata l'attività di trasporto gas.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICI E ALLA SITUAZIONE PATRIMONIALE

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

Importi in migliaia di euro

	30/06/2023	30/06/2022
Ricavi	88.427	75.762
Altri ricavi e proventi	2.386	1.309
TOTALE RICAVI	90.813	77.071
Costi per materie prime e materiali di consumo	(24.937)	(41.768)
Costi per servizi ed altri	(20.024)	(21.882)
Costo del personale	(3.904)	(4.340)
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	41.948	9.081
Ammortamenti	(11.673)	(8.274)
EBIT	30.275	807
Proventi diversi	331	4.109
RISULTATO OPERATIVO	30.606	4.916
Proventi finanziari	42	14
Oneri finanziari	(5.573)	(3.399)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	25.075	1.531
Imposte sul reddito	14.750	(8.471)
RISULTATO DEL PERIODO	39.825	(6.940)

I risultati economici consolidati del semestre riflettono il positivo andamento di tutti settori di attività del Gruppo.

I *ricavi* sono stati infatti in crescita rispetto al corrispondente periodo del 2022 (88.427 migliaia di euro contro 75.762 migliaia di euro del 2022) ed hanno riguardato prevalentemente l'attività di vendita di gas metano, petrolio e condensati provenienti dai giacimenti del Gruppo e la vendita di gas metano al dettaglio. Le restanti attività continuano infatti a fornire un contributo limitato al valore complessivo di tale componente, essendo l'attività di distribuzione gas tuttora svolta per lo più a favore di società del Gruppo, con la conseguente elisione delle relative componenti economiche a livello di bilancio consolidato, e l'attività di stoccaggio ancora in una fase di *start-up*.

In particolare, la vendita del gas metano proveniente dai giacimenti del Gruppo ha determinato ricavi per 51.438 migliaia di euro (20.657 migliaia di euro nel 2022), di cui 25.512 migliaia di euro per attività in Italia e 25.926 per attività all'estero mentre quella a clienti finali ricavi per 22.145 migliaia di euro (37.026 migliaia di euro nel 2022). La prima componente ha riflesso l'aumento della produzione di gas naturale, in particolare a seguito del *gas-in*, nel 2022, dei giacimenti in Romania. Inoltre la stessa, nel 2023, ha beneficiato dell'effetto positivo delle coperture sulla *commodity* per 2.082 migliaia di euro mentre, nel 2022, aveva scontato l'effetto negativo (21.531 migliaia di euro)

delle coperture effettuate nella prima parte del precedente anno e quindi prima della forte crescita dei prezzi dei prodotti energetici.

La vendita gas al dettaglio ha invece risentito della riduzione sia dei prezzi di vendita sia della domanda a causa delle temperature particolarmente miti nel periodo invernale e delle iniziative per il contenimento dei consumi.

A causa delle minori produzioni i ricavi per la vendita di petrolio e condensati sono stati in calo, passando da 5.411 migliaia di euro del 2022 a 3.736 migliaia di euro del 2023.

Anche i ricavi dell'attività di distribuzione gas sono stati in calo per effetto della riduzione del vincolo ricavi e, in particolare, della remunerazione del capitale investito (WACC) determinata dai provvedimenti ARERA per il periodo 2022-2027. Tali ricavi hanno infatti raggiunto l'importo di 3.739 migliaia di euro contro 5.832 migliaia di euro del 2022.

Gli *altri ricavi e proventi* sono stati in crescita e sono ammontati a 2.386 migliaia di euro contro 1.309 migliaia di euro del 2022. Le principali componenti della voce in esame sono costituite dai contributi di allacciamento, dai servizi ad utenti gas e dai contributi per l'acquisizione dei certificati di risparmio energetico (TEE), quest'ultimi in crescita rispetto al 2022 (+994 migliaia di euro), ma comunque su valori decisamente più contenuti rispetto a quelli dei precedenti periodi.

Dal lato dei costi, sono stati in riduzione i *costi per materie prime e materiali di consumo*, passati da 41.768 migliaia di euro del 2022 a 24.937 migliaia di euro del 2023 (-16.831 migliaia di euro). In questo ambito si è registrata la riduzione dei costi d'acquisto della principale materia prima, il gas metano, (-18.537 migliaia di euro) per l'andamento degli scenari dei prezzi energetici e, sostanzialmente in linea con l'andamento dei connessi ricavi, l'aumento dei costi per l'acquisto dei certificati di risparmio energetico (TEE) (+989 migliaia di euro).

Anche i *costi per servizi ed altri* sono stati in calo, seppur in misura decisamente più contenuta (-1.858 migliaia di euro), ed hanno raggiunto l'importo di 20.024 migliaia di euro contro 21.882 migliaia di euro del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. In questo ambito si segnala l'aumento delle *royalties* (+3.729 migliaia di euro rispetto al 2022) a seguito, in particolare, dell'avvio della produzione di gas nei giacimenti in Romania e della *Windfall tax* (+1.065 migliaia di euro) per le attività svolte in tale nazione.

Nell'ambito dei *costi per servizi ed altri* sono poi risultati in calo rispetto all'analogo periodo del 2022, raggiungendo livelli ancora più contenuti gli oneri, comprensivi delle componenti non finanziarie delle cessioni periodiche della cartolarizzazione, per perdite su crediti (da 320 migliaia di euro del 2022 a 257 migliaia di euro del 2023). A tale proposito si ricorda che è in essere un contratto di cartolarizzazione che prevede la cessione pro-soluto della maggior parte dei crediti commerciali dell'attività *Retail*.

I costi del personale sono stati in calo rispetto al dato del corrispondente periodo del 2022, passando da 4.340 migliaia di euro a 3.904 migliaia di euro del 2023, a fronte delle variazioni dell'organico e della maggior quota dei relativi costi attribuibili ad attività di investimento.

L'andamento delle componenti economiche sopra descritte ha determinato un significativo aumento dell'*EBITDA* che è passato da 9.081 migliaia di euro a 41.948 migliaia di euro.

Dopo ammortamenti per 11.673 migliaia di euro (8.274 migliaia di euro nel 2022), in aumento in ambito *E&P* per le maggiori produzioni di gas naturale, l'*EBIT* si è attestato a 30.275 migliaia di euro rispetto a 807 migliaia di euro dell'analogo periodo del 2022, seguendo l'aumento dell'*EBITDA*.

Nel periodo in esame non sono state effettuate rettifiche di valore degli *assets* iscritti a bilancio, non essendo emersi complessivamente indicatori di *impairment* che abbiano influito sul loro attuale valore recuperabile. Per quanto riguarda in particolare le attività svolte dalla *B.U. E&P*, il permanere di incertezze del quadro normativo ma anche di un elevato livello dei prezzi energetici (seppur in un contesto di persistente volatilità) hanno indotto il management a confermare le valutazioni effettuate in sede di redazione del bilancio dell'esercizio 2022.

È stato a sua volta in crescita il *risultato operativo* (30.606 migliaia di euro contro 4.916 migliaia di euro del 2022) che ha recepito soltanto i dividendi distribuiti dalla partecipata Serenissima Gas S.p.A. (331 migliaia di euro). Nel 2022 tale indicatore aveva beneficiato dell'integrale rilascio del fondo di 4.109 migliaia di euro costituito a fronte delle perdite, concentrate in particolare nei primi mesi del 2022, sui contratti di vendita gas con offerte economiche a prezzo fisso e a prezzo variabile con un *cap* sul costo della materia prima.

Ha registrato un aumento il saldo negativo della gestione finanziaria che ha raggiunto l'importo di 5.531 migliaia di euro contro 3.385 migliaia di euro del 2022 a causa dell'aumento degli *oneri finanziari* (5.573 migliaia di euro contro 3.399 migliaia di euro nel 2022).

Nell'ambito di tale componente sono stati in aumento gli interessi passivi sulle linee a medio lungo termine (1.547 migliaia di euro contro 1.011 migliaia di euro del 2022) e quelli sulle linee a breve termine (574 migliaia di euro contro 322 migliaia di euro del 2022). Sono stati inoltre in aumento gli oneri per attualizzazione fondi (2.867 migliaia di euro contro 1.395 migliaia di euro del 2022) per effetto dell'andamento dei parametri finanziari prospettici applicati e della contabilizzazione degli oneri conseguenti all'avvio della produzione nei giacimenti gas in Romania.

L'andamento degli oneri finanziari riflette sostanzialmente lo scenario dei tassi di mercato che ha progressivamente aumentato nel corso del semestre il costo del denaro.

I *proventi finanziari*, ancora di entità contenuta si sono attestati a 42 migliaia di euro contro 14 migliaia di euro del corrispondente periodo del 2022.

A differenza del 2022 le *imposte sul reddito*, correnti, differite e anticipate, hanno complessivamente presentato un saldo di segno positivo (+14.750 migliaia di euro contro un saldo di segno negativo di 8.471 migliaia di euro del 2022), nonostante l'utile conseguito nel periodo.

L'entità delle imposte risente della non debenza del contributo di solidarietà che era stato istituito, a fine 2022, in Romania sulle attività di estrazione del gas ed iscritto nel bilancio consolidato 2022 per l'importo di 21.646 migliaia di euro. L'ambito di applicazione di tale contributo è stato infatti oggetto di una recente modifica, apportata nel maggio 2023 in sede di conversione dell'originario provvedimento in materia, che ha previsto di escludere dal pagamento (sia per il 2022 che per il 2023) i soggetti che hanno iniziato a produrre a partire dal 2022 (come Gas Plus Dacia del Gruppo Gas Plus).

Nel 2022 le imposte avevano invece recepito per 8.058 migliaia di euro il c.d. "*contributo straordinario contro il caro bollette*". A tale proposito si segnala che a fronte di tali versamenti sono 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 ha istituito tale tributo.

Il *tax rate* del Gruppo, al netto degli effetti della non debenza del contributo di solidarietà in Romania, già recepito nel bilancio consolidato del 2022, è tornato pertanto su livelli ordinari (circa il 28%).

Il primo semestre dell'esercizio 2023 si è chiuso infine con *utile netto* di 39.825 migliaia di euro contro una perdita di 6.940 migliaia di euro del corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

STATO PATRIMONIALE SINTETICO RICLASSIFICATO

Importi in migliaia di euro

	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
Capitale immobilizzato		
Immobilizzazioni immateriali	258.779	260.668
Immobilizzazioni materiali	134.868	132.631
Altre attività e passività non correnti	5.889	6.393
Totale	399.536	399.692
Capitale circolante netto		
Rimanenze	4.388	3.430
Crediti commerciali	18.129	50.709
Debiti commerciali	(26.910)	(51.843)
Altri debiti e crediti correnti	(2.240)	(43.939)
Totale	(6.633)	(41.643)
Fondi rischi per oneri e imposte differite nette	(116.292)	(117.975)
Fondi per benefici ai dipendenti	(4.639)	(4.546)
Capitale investito netto	271.972	235.528
Patrimonio netto	222.484	186.516
Indebitamento finanziario netto	49.488	49.012
Coperture	271.972	235.528

La situazione patrimoniale consolidata del Gruppo presenta un capitale investito netto in aumento rispetto al dato del precedente esercizio (271.972 migliaia di euro contro 235.528 migliaia di euro del 31 dicembre 2022).

Il capitale immobilizzato risulta pari a 399.536 migliaia di euro contro 399.692 migliaia di euro del 2022 e registra una riduzione complessiva di 156 migliaia di euro.

Nell'ambito di questa voce le immobilizzazioni immateriali sono pari a 258.779 migliaia di euro e si riducono complessivamente di 1.889 migliaia di euro rispetto al dato di fine 2022, mentre le immobilizzazioni materiali sono pari a 134.868 migliaia di euro ed aumentano di 2.237 migliaia di euro. L'aumento complessivo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali (+348 migliaia di euro) è determinato dal saldo tra gli incrementi netti (12.021 migliaia di euro) e gli ammortamenti del periodo (11.673 migliaia di euro).

Il saldo tra le altre attività e passività non correnti è in riduzione rispetto al 2022 (5.889 migliaia di euro contro 6.393 migliaia di euro del 2022). Tale aggregato comprende la partecipazione in Serenissima Gas (7.503 migliaia di euro), gli anticipi corrisposti per le future gare d'ambito (398 migliaia di euro), la quota non corrente dei crediti di imposta *Industria 4.0* per gli investimenti

effettuati in contatori elettronici ed *Art-Bonus* (88 migliaia di euro) e depositi cauzionali attivi (273 migliaia di euro) e passivi (2.373 migliaia di euro).

Il capitale circolante netto presenta ancora un saldo negativo ma in forte calo rispetto al dato di fine 2022 (-6.633 migliaia di euro rispetto a -41.643 migliaia di euro del 2022).

Al suo interno sono in aumento le rimanenze (4.388 migliaia di euro contro 3.430 migliaia di euro del 2022) ed in particolare le giacenze di petrolio e gas metano. Per i minori prezzi e consumi al termine del periodo invernale sono in calo i crediti commerciali (18.129 migliaia di euro contro 50.709 migliaia di euro del 2022) e i debiti commerciali (26.910 migliaia di euro contro 51.843 migliaia di euro del 2022).

La significativa variazione del capitale circolante netto è tuttavia condizionata dal saldo tra gli altri debiti e crediti correnti che resta di segno negativo ma in forte calo rispetto al dato di fine 2022 (-2.240 migliaia di euro contro -43.939 migliaia di euro del 2022).

Gli altri debiti e crediti correnti comprendono prevalentemente crediti e debiti di natura tributaria (imposte dirette e indirette, royalties, ecc.) e nei confronti di enti pubblici, quali la CSEA, che risentono del differente periodo di liquidazione degli stessi nel corso dell'anno, oltreché delle eventuali modifiche legislative in materia.

In questo ambito, rispetto al dato di fine 2022, registra una variazione il saldo dell'imposta di consumo che passa da un credito netto di 1.571 migliaia di euro ad un debito netto di 943 migliaia di euro, mentre resta a credito la posizione netta dell'Iva (credito netto di 4.705 migliaia di euro contro un credito netto di 4.440 migliaia di euro del 2022) per effetto degli investimenti del periodo e dei provvedimenti legislativi volti a limitare gli effetti degli straordinari rialzi dei prezzi sugli utenti finali.

L'importo di tale voce viene comunque prevalentemente determinato dalla riduzione dei debiti per royalties ed altre imposte (*windfall tax*) sulle produzioni di idrocarburi (3.344 migliaia di euro contro 12.388 migliaia di euro del 2022) e di quelli per imposte sui redditi (13.818 migliaia di euro contro 37.989 migliaia di euro del 2022) a causa dei pagamenti effettuati nel semestre e della non debenza del contributo straordinario di solidarietà in Romania (21.634 migliaia di euro).

Infine, nell'ambito di questa voce, aumenta l'importo dei contributi sui titoli di efficienza energetica - TEE - (+1.419 migliaia di euro) per gli ulteriori obblighi del periodo in capo ai distributori gas e, grazie al versamento dell'ultima rata, si estingue quello del debito residuo per l'imposta sostitutiva sul riallineamento (2.016 migliaia di euro).

È di segno negativo, seppur d'importo contenuto (369 migliaia di euro) il *fair value* netto dei derivati di copertura sulle commodity (*fair value* positivo per 3.344 migliaia di euro a fine 2022). 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 che saranno generati dagli elementi coperti.

I fondi per rischi ed oneri, le cui principali componenti sono costituite dal fondo smantellamento e ripristino siti e dal fondo imposte differite nette, presentano complessivamente una riduzione di 1.683 migliaia di euro rispetto all'importo del precedente esercizio (116.292 migliaia di euro contro 117.975 migliaia di euro del 2022).

Nell'ambito di questa voce aumenta il saldo positivo tra le imposte differite attive e passive, che risulta pari a 26.094 migliaia di euro contro 25.202 migliaia di euro alla fine del precedente esercizio per effetto degli accantonamenti e degli utilizzi del periodo. Il fondo smantellamento e ripristino siti risulta in calo (137.364 migliaia di euro contro 138.041 migliaia di euro del precedente esercizio) per effetto dell'aggiornamento delle ipotesi finanziarie prospettiche applicate in correlazione all'attuale aumento del tasso di inflazione e dei tassi di interesse.

I fondi per benefici ai dipendenti ammontano a 4.639 migliaia di euro (4.546 migliaia di euro nel 2022) ed aumentano di 93 migliaia di euro rispetto al dato del 2022 per l'aggiornamento delle ipotesi finanziarie applicate e per le variazioni dell'organico.

L'indebitamento finanziario, la cui esposizione recepisce gli orientamenti ESMA che sono stati pubblicati in data 4 marzo 2021 e che la Consob ha richiesto di applicare a partire dal 5 maggio 2021, risulta in lieve aumento rispetto alla fine dello scorso esercizio ed ammonta a 49.488 migliaia di euro contro 49.012 migliaia di euro di fine 2022.

Si segnala che il livello dell'indebitamento risente anche degli effetti dell'applicazione del principio contabile IFRS 16 che ha determinato l'iscrizione di passività finanziarie per circa 3.536 migliaia di euro, in riduzione di 318 migliaia di euro rispetto al 2022.

Nell'ambito dell'indebitamento finanziario netto, a causa degli investimenti del periodo e dei versamenti per i diversi oneri tributari con scadenza nel semestre, si registra, a fronte di un aumento della liquidità che passa da 30.198 migliaia di euro a 32.012 migliaia di euro del 30 giugno 2023, un aumento dell'*indebitamento finanziario corrente*, che passa da 26.083 migliaia di euro a 38.354 migliaia di euro. Tale voce comprende la quota con scadenza entro i 12 mesi dei finanziamenti a medio lungo termine in essere (23.024 migliaia di euro).

L'*indebitamento finanziario non corrente* passa invece da 53.127 migliaia di euro a 43.146 e comprende esclusivamente le quote non correnti del finanziamento erogato da Intesa Sanpaolo e

Banco BPM e dei finanziamenti assunti nel 2021 sulla base delle disposizioni del Decreto Liquidità (Decreto legge 8 aprile 2020).

In merito alla struttura finanziaria del Gruppo si segnala infine quanto segue:

- la controllata Gas Plus Dacia ha rimborsato integralmente ed anticipatamente il finanziamento “RBL” assunto per lo sviluppo delle attività in Romania e cancellato l’intera linea di credito dell’importo originario di 19 milioni di euro;
- alcune società del Gruppo, nell’ottica di procedere ad un’ottimizzazione della propria struttura finanziaria e ad una sempre più efficiente gestione di tale rischio, avevano sottoscritto, in data 29 aprile 2013, un contratto con Intesa Sanpaolo per la cartolarizzazione del proprio portafoglio crediti. Nel corso del primo semestre 2023 tale contratto è stato rinnovato sino al mese di aprile del 2028 e prevede, nei limiti del plafond contrattualmente previsto (20 milioni di euro), la cessione periodica e pro-soluto dei crediti commerciali gas della *B.U. Retail*;
- in considerazione della prossima scadenza di alcuni dei contratti di finanziamento in essere (fine 2024) e della scadenza (al 30 giugno 2023) del periodo di utilizzo dell’importo residuo della linea “Capex” (pari a 18,8 milioni di euro) sono già stati avviati contatti con le banche finanziatrici per procedere al rifinanziamento delle linee esistenti e per ottenere le linee necessarie per far fronte ai nuovi investimenti.

Al termine del semestre, l’indebitamento finanziario netto rimane su livelli estremamente contenuti, nonostante gli investimenti del periodo. Nel corso del semestre i finanziamenti *revolving* e a medio lungo termine, in Italia e all’estero, sono stati infatti utilizzati per 17,4 milioni di euro e rimborsati sulla base dei piani di rimborso previsti contrattualmente o anticipatamente per 15,1 milioni di euro.

Il patrimonio netto ammonta a 222.484 migliaia di euro contro 186.516 migliaia di euro al 31 dicembre 2022 e presenta un incremento di 35.968 migliaia di euro rispetto al dato di fine esercizio scorso. L’incremento è prevalentemente da attribuire all’utile netto realizzato nel periodo.

Il Gruppo mantiene una struttura patrimoniale e finanziaria solida ed equilibrata con un rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto (0,22) che si riduce ulteriormente rispetto al dato di fine 2022 (0,26).

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:

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

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 di gas. 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, all'evoluzione del quadro normativo, 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 di cui la quasi totalità risultano scadute e gestite in regime di *prorogatio*. Per le concessioni di cui è titolare la *B.U. Network* gli enti locali 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 dei valori industriali di ricostruzione che sono superiori 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 prezzi che la normativa nazionale ha concesso all'ARERA. Una delle principali aree di rischio della *B.U. Retail* è quindi da ricondurre a 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).

In generale, la capacità commerciale della *B.U. Retail* risente della volatilità dei prezzi di acquisto e vendita della materia prima e della coerenza delle formule in acquisto e vendita.

In questo periodo, la *B.U. Retail* viene inoltre penalizzata dalla sensibile riduzione della domanda per effetto dell'elevato prezzo degli idrocarburi, delle condizioni climatiche particolarmente miti e delle diverse iniziative volte alla riduzione dei consumi.

Altro fattore di rischio che interessa la *B.U. Retail* riguarda l'eventuale grado di concentrazione dell'esposizione creditoria verso alcune tipologie di clienti, come ad esempio quelli del settore industriale.

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.

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 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 dal Gruppo Gas Plus 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, 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. 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 Italia* e alle disposizioni della Legge 11 febbraio 2019, n. 12, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale del 12 febbraio 2019 ed entrata in vigore il 13 febbraio 2019, e in particolare dell'art. 11-ter della stessa, il Gruppo, a tutela del proprio patrimonio di titoli minerari, ha attuato sin dal 2019 alcune iniziative sui profili di più immediato impatto.

In merito all'aumento dei canoni di concessione, introdotto dal citato art. 11-ter, la *B.U. E&P Italia* ha avviato alcune iniziative giudiziali avanti i tribunali amministrativi; il principale ricorso, tuttavia, è stato respinto sia al TAR che al Consiglio di Stato.

Nel frattempo è stato però approvato un emendamento volto a mitigare gli effetti per le piccole e medie concessioni di coltivazione di idrocarburi dell'aumento esponenziale dei canoni di concessione introdotto dall'art. 11-ter della Legge 11 febbraio 2019, n. 12, prevedendo un "tetto" pari al 3% della valorizzazione della produzione derivante dall'insieme delle concessioni di ciascuna società nell'anno precedente. Si rimane intanto in attesa della fissazione della pubblica udienza di discussione del ricorso al TAR Lazio presentato avverso il comunicato del MISE del 3 dicembre 2020 che prevede l'utilizzo dell'indice "QE" per la suddetta valorizzazione in quanto indice non più rappresentativo dell'andamento del mercato del gas.

Sempre in ordine all'11-ter della già citata norma, come già ampiamente illustrato nella Relazione sulla gestione al Bilancio 2022, si segnala il Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee ("PITESAI") che è stato approvato con D.M. n. 548 del 28 dicembre 2021, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il successivo 11 febbraio 2022.

Sotto il profilo della prorogabilità dei titoli minerari in capo alle società *E&P* del Gruppo, si evidenziano due aspetti emersi a seguito dell'approvazione del PITESAI: (i) il primo riguarda la

conferma che per le concessioni per le quali era stata presentata istanza di proroga prima della pubblicazione del PITESAI l'iter per il rilascio della proroga proseguirà sulla base dell'ordinamento precedente; (ii) il secondo aspetto riguarda il fatto che per le nuove istanze di proroga dovrà comunque essere verificata la compatibilità sulla base di una nuova analisi costi/benefici, rispetto alla quale si ritiene si possa verosimilmente contare su di un esito positivo in relazione ai prevedibili scenari di prezzo del gas in futuro.

Per quanto qui di interesse si segnala che nel corso della seconda metà del 2022, il Dipartimento Energia del Ministero della Transizione Ecologica (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – MASE), in attuazione al PITESAI, ha completato le analisi costi/benefici delle concessioni a terra per verificarne la compatibilità in relazione sia al solo PITESAI sia in combinato disposto all'art. 16 del Decreto Energia citato (D.L. 17/2022). Infatti nel mese di agosto è stata pubblicata sul sito internet del Ministero la Direttiva del 4 agosto 2022, a cui è seguita la comunicazione del Gestore dei Servizi Energetici – GSE del 9 agosto 2022 trasmessa a tutti gli operatori indicati nella Direttiva citata, a cui veniva allegato l'elenco delle concessioni in terraferma di titolarità delle rispettive società con l'indicazione dell'esito dell'analisi costi/benefici sotto entrambi i profili indicati sopra. Da tale elenco è emerso che la pressoché totalità delle concessioni di coltivazione in terraferma del Gruppo risulta compatibile in base al PITESAI mentre risultano tutte compatibili in base al Decreto Energia.

Le società della *B.U. E&P Italia* (Gas Plus Italiana S.r.l. e Società Padana Energia S.r.l.) hanno proposto, nel mese di aprile 2022, ricorso al TAR Lazio per ottenere l'annullamento del PITESAI e di ogni atto ad esso connesso, presupposto e consequenziale ed ulteriori ricorsi per motivi aggiunti in relazione ai successivi atti adottati dal MITE (ora MASE) di cui gli ultimi nel mese di ottobre 2022. Le censure articolate con tale impugnativa attengono sia all'iter di approvazione del piano, sia ai suoi contenuti sostanziali e, in particolare, ai criteri introdotti per l'individuazione delle aree "compatibili" con l'esercizio delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi, nonché allo stesso meccanismo dell'analisi costi/benefici. Criteri che appaiono poco chiari e, comunque, non condivisibili.

In questa sede ci si limita a ricordare che, nelle more della predisposizione di detto Piano, le società della *B.U. E&P Italia*, in sede di redazione del bilancio dell'esercizio 2020, avevano già valutato le possibili criticità che potevano emergere dal suddetto documento, giungendo alla decisione di rivedere in tale sede le modalità e la misura con cui le loro attività si prevedeva che potessero continuare ad essere utilizzate e/o avrebbero potuto essere sviluppate e di effettuare *test di impairment* sulle singole rispettive attività, procedendo poi alla svalutazione di alcuni *asset*. Per quanto concerne

gli esiti dei suddetti test si rimanda a quanto esposto nelle note esplicative al bilancio consolidato dell'esercizio 2020.

Inoltre, la Legge di Bilancio 2020 ha introdotto nuove modalità di determinazione delle *royalties* dovute allo Stato sui volumi prodotti di idrocarburi, riducendo le soglie di esenzione dall'imposizione per il gas naturale (a terra da 25 Msmc a 10 Msmc ed in mare da 80 Msmc a 30 Msmc) e modificando le modalità di applicazione, nel senso che sono considerate esenti da imposizione esclusivamente le produzioni inferiori alle nuove soglie. Superata tale soglia, l'intera produzione del giacimento è pertanto assoggettata a *royalties*. Sono state del tutto eliminate le soglie di esenzione precedentemente previste per i giacimenti di petrolio.

Con l'art. 16 del D.L. 1.03.2022, n. 17 (convertito nella legge 27 aprile 2022, n. 34) sono state istituite delle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale.

In estrema sintesi, è stato previsto che il Gruppo GSE potrà invitare a tali procedure tutti i titolari di concessioni ricadenti nella terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, *“i cui impianti di coltivazione ricadono in tutto o in parte in aree considerate idonee nell'ambito del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee [...] anche nel caso di concessioni improduttive o in condizione di sospensione volontaria delle attività”*.

I soggetti che intendano aderire a tali inviti dovranno comunicare: (i) i propri programmi di produzione di gas naturale delle concessioni in essere, per gli anni dal 2022 al 2031; nonché (ii) un elenco di possibili sviluppi, incrementi o ripristini delle produzioni di gas naturale per lo stesso periodo nelle concessioni di cui sono titolari, delle tempistiche massime di entrata in erogazione, del profilo atteso di produzione e dei relativi investimenti necessari.

A conclusione di queste procedure, saranno stipulati dei contratti per l'acquisto a lungo termine, di *“una durata massima pari a dieci anni, con verifica dei termini alla fine del quinto anno”* e a condizioni e prezzi definiti con decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze (MEF), di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e sentita l'ARERA. Giova indicare che il sistema dei prezzi così definito dovrà garantire *“la copertura dei costi totali effettivi delle singole produzioni, inclusi gli oneri fiscali e un'equa remunerazione, ferma restando la condizione di coltivabilità economica del giacimento”*

I volumi di gas acquistati in base a tali contratti saranno poi offerti dal Gruppo GSE a clienti finali industriali, secondo criteri di assegnazione su base pluralistica definiti con decreto dei Ministri dell'Economia e delle Finanze e dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, di concerto con il

Ministro dello Sviluppo Economico (ora Ministero delle Imprese e del Made in Italy – MIMIT), con riserva di almeno un terzo alle piccole e medie imprese.

Detto articolo 16 è stato successivamente modificato dal D.L. 176/2022 (convertito con modificazioni dalla L. n° 61 del 3 gennaio 2023), che ha introdotto alcune modifiche¹, principalmente in relazione alle concessioni off-shore ed in generale in un’ottica di semplificazione e snellimento delle procedure, oltre ad alcune indicazioni sulle modalità con le quali andrebbero forniti i volumi di gas e ad un range di prezzo che verrebbe riconosciuto ai produttori.

In relazione all’art. 16 del Decreto Energia ed alle procedure ivi previste, si segnala che, in linea anche con le valutazioni e considerazioni svolte dall’associazione di categoria e dai principali operatori nazionali, non sono state inviate le manifestazioni di interesse entro il termine richiesto dal Gestore dei Servizi Energetici da ultimo con la comunicazione del 9 agosto per i titolari delle concessioni in terraferma. Ciò in quanto risultavano all’epoca ancora mancanti tutta una serie di informazioni necessarie per poter utilmente valutare la partecipazione a dette procedure. Si è ora in attesa che vengano adottati ulteriori provvedimenti da parte del Governo che chiariscano e completino il set informativo, in particolar modo circa la contrattualistica necessaria per la somministrazione del gas ed il decreto attuativo che definisca il meccanismo dei prezzi applicabili.

Si richiamano infine le più recenti evoluzioni delle principali normative dei principali settori di attività del Gruppo:

Italia

- l’art. 37 del D.L. 21/2022, modificato ed integrato dall’art. 55 del D.L. 50/2022, ha introdotto un contributo di natura straordinaria a carico dei soggetti che esercitano nel territorio italiano l’attività di produzione e di vendita di energia elettrica e di gas. Il suddetto contributo è 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

¹ Tra le modifiche introdotte dal DL 179/2022 si segnalano: (i) la previsione che, ai fini dell’accesso a dette procedure di approvvigionamento, si terrà conto solo dei vincoli previsti dalla vigente legislazione nazionale, europea o derivanti da accordi internazionali; (ii) la riduzione da 6 mesi a 3 mesi della durata dei procedimenti autorizzativi per la realizzazione di interventi finalizzati alla produzione di gas da destinare a tali procedure di approvvigionamento; (iii) la previsione che in attesa delle autorizzazioni per i nuovi investimenti, i volumi gas andrebbero forniti mediante anticipazioni finanziarie, dal 1 gennaio 2023 fino al 2024, per un quantitativo di diritti sul gas corrispondente al 75% dei volumi attesi dagli investimenti, e per gli anni successivi al 2024, per un quantitativo di diritti sul gas corrispondente al 50%. Tale quantitativo non potrà comunque essere superiore ai volumi di produzione effettiva di competenza dei titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale in essere sul territorio nazionale e che abbiano risposto positivamente alla manifestazione d’interesse; (iv) l’indicazione in ordine al prezzo che “*garantisce la copertura dei costi totali effettivi delle singole produzioni, inclusi gli oneri fiscali e di trasporto, nonché un’equa remunerazione*”, prevedendo che sia stabilito con decreto del MASE, di concerto con il MEF e il MIMIT, e sarebbe definito applicando un meccanismo di riduzione percentuale rispetto ai prezzi giornalieri del PSV e comunque nel limite di livelli minimi e massimi quantificati in 50 e 100 euro per MWh.

2021 ed il 30 aprile 2022 rispetto al medesimo periodo del precedente anno. Il relativo versamento è 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. A tale proposito si segnala che a fronte di tali versamenti le società della *B.U. E&P Italia* hanno presentato, nello scorso mese di giugno, 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 ha istituito tale tributo;

- l'art 1, commi 115-119, della Legge di Bilancio 2023 ha 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 esercitano 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 è dovuto solo nel caso in cui almeno il 75% dei ricavi dell'anno 2022 derivi dalle attività sopra elencate è stato stabilito nella misura del 50% del reddito imponibile ai fine IRES dell'esercizio 2022 che eccede per almeno il 10% la media dei redditi imponibili conseguiti nei quattro anni precedenti. L'ammontare massimo dello stesso non può 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 all'inizio del mese di luglio;
- al fine di ridurre gli effetti degli aumenti dei prezzi per i consumatori finali, in particolare per il settore gas, era stato previsto per tutto il 2022 l'annullamento degli oneri di sistema in bolletta e la riduzione dell'IVA al 5%. Tali misure sono state estese al primo trimestre 2023 dalla Legge di Bilancio 2023 e, successivamente, sino al termine del terzo trimestre 2023;
- il D.L. Aiuti-bis ha stabilito il divieto di modifiche unilaterali ai contratti di fornitura di energia sino al 30 aprile 2023. Il D.L. Milleproroghe (n. 198 del 29 dicembre 2022) ha successivamente esteso tale scadenza al 30 giugno 2023. Tale decreto ha comunque previsto che la modifica delle condizioni economiche contrattuali in scadenza sia esclusa dal divieto di modifica prevista dal D.L. Aiuti-bis;
- in materia di dilazione dei pagamenti delle bollette, il D.L. 21 del 21 marzo 2022 ha previsto la possibilità di richiedere, da parte dei consumatori finali, la rateizzazione delle fatture relative ai mesi di maggio e giugno sino a 24 mesi. Il D.L. Aiuti-quater (n. 176 del 18 novembre 2022) ha inoltre previsto la possibilità per le imprese di richiedere la rateizzazione

(sino ad un massimo di 36 rate) delle bollette del periodo compreso tra il 1° ottobre 2022 ed il 31 marzo 2023;

- il D.L. Aiuti-quater ha ulteriormente posticipato al 10 gennaio 2024 la fine del mercato tutelato del gas, allineando tale scadenza a quella del settore elettrico.

Romania

- in recepimento del regolamento europeo e senza alcuna armonizzazione con la normativa in essere, a fine 2022, era stato introdotto un contributo straordinario di solidarietà a carico dei soggetti con attività (per oltre il 75%) nei settori del petrolio, del gas naturale e del carbone. Il contributo si applicava nella misura del 60% sul reddito imponibile ai fini delle imposte sui redditi degli anni 2022 e 2023 che fosse superiore alla media dei redditi conseguiti negli anni dal 2018 al 2021 ed era indeducibile ai fini delle imposte sui redditi. L'ambito di applicazione di tale contributo è stato poi oggetto di una recente modifica, apportata nel maggio 2023 in sede di conversione dell'originario provvedimento in materia, che ha previsto l'esclusione (sia per il 2022 che per il 2023) dei soggetti che hanno iniziato a produrre nel 2022 (come Gas Plus Dacia del Gruppo Gas Plus). Gas Plus Dacia non ha pertanto dovuto procedere al versamento di detto contributo, già peraltro contabilizzato nel bilancio 2022, in quanto soggetto escluso dall'ambito di applicazione;
- per le società che esercitano l'attività di produzione di gas metano è previsto l'obbligo di vendere il 40% della loro produzione al prezzo fisso di € 30/MWh sino al 31 marzo 2025. Il Gruppo ritiene al momento che il suddetto obbligo non sia applicabile alla propria controllata Gas Plus Dacia e pertanto sono in corso cinque vertenze con le autorità competenti, nella più avanzata delle quali il Tribunale ha accolto l'eccezione di costituzionalità rimettendo la questione alla Corte Costituzionale rumena.

Al di là delle modificazioni normative appena citate, il Gruppo con l'ausilio di esperti, esterni ed interni all'azienda, 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

Tale rischio è principalmente connesso alla possibilità che i clienti non onorino i propri debiti verso la società 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.

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.

Il Gruppo valuta, 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. La svalutazione generica viene determinata anche sulla base dell'esperienza storica.

Si segnala infine che alcune società del Gruppo, 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 è stato rinnovato sino al mese di aprile del 2028 prevede, nei limiti del plafond contrattualmente previsto, la cessione periodica e pro-soluto dei crediti commerciali gas della *B.U. Retail*.

b) rischio su strumenti finanziari e depositi bancari

Il rischio di credito relativo a strumenti finanziari e 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 fatti solo con istituzioni finanziarie primarie.

c) rischio su attività finanziarie detenute per la negoziazione

In tale categoria rientrano i rischi sugli investimenti in titoli azionari, obbligazionari 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 proprie 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 alla nota *Debiti finanziari correnti e non correnti*, a cui si rimanda.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato è il rischio che i flussi finanziari futuri di un'attività o di uno strumento finanziario fluttuino 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.

a) Rischio di cambio

Il Gruppo opera in ambito internazionale tramite iniziative di esplorazione e sviluppo in *joint venture* con terzi operatori e può essere quindi esposto al rischio valutario derivante dalle fluttuazioni delle valute con cui vengono effettuate le 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 eventuali 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.

b) Rischio tasso di interesse

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

Quanto invece alle passività finanziarie, il rischio di variazioni dei tassi di interesse può avere un effetto diretto sul conto economico determinando un minor o maggior costo per oneri finanziari.

Per la copertura del suddetto rischio, relativamente al contratto di finanziamento in essere con Intesa Sanpaolo e Banco BPM, la Capogruppo ha stipulato, per l'80% della linea a medio lungo termine e per circa il 31% degli utilizzi effettuati sulla linea "Capex", contratti di *Interest Rate Swap*.

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.

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

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 1° semestre degli esercizi 2023 e 2022 hanno soddisfatto i criteri per il trattamento in *hedge accounting* ai fini contabili.

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 titoli 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 e/o 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*). Il cambiamento climatico rappresenta un rischio strategico per Gas Plus.

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 ambizione 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 su tali tematiche dell'associazione di settore (Assorisorse) 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.

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

Il Gruppo non rientra nell'ambito di applicazione di cui all'art. 2, D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254. Non ha pertanto predisposto una "dichiarazione di carattere non finanziario", in quanto non soggetta agli obblighi in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanziario, di cui al menzionato D.lgs. n. 254/2016.

Operazioni atipiche e/o inusuali

Il bilancio consolidato abbreviato al 30 giugno 2023 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:

- la capogruppo Gas Plus S.p.A. alla data del 7 settembre 2023 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 2023, 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

Impatti conflitto Russia - Ucraina

Lo stato di tensione che si è generato a livello mondiale a seguito del conflitto, tuttora in corso, tra Russia e Ucraina e le sanzioni economiche adottate nei confronti della Russia continuano a determinare effetti sui mercati mondiali, sia sul fronte finanziario sia sul fronte dei prezzi delle materie prime.

Il Gruppo conferma di non disporre di attività produttive o di personale dislocato in Russia, in Ucraina o in Paesi geo-politicamente allineati con la Russia né di intrattenere rapporti commerciali e/o finanziari con tali nazioni.

In particolare il conflitto ha aumentato la volatilità del prezzo delle *commodities*, determinando a sua volta un aumento dell'inflazione attesa con una possibile crescita del costo degli approvvigionamenti.

Con riferimento alle attività *Retail* il perdurare di un elevato livello del prezzo del gas potrebbe determinare l'aumento dei crediti nei confronti della propria clientela. Tale aumento potrebbe a sua volta causare un maggior rischio creditizio e, in caso di ritardi o dilazioni di pagamenti, maggiori necessità finanziarie. Data la tipologia dell'attuale portafoglio clienti attualmente si prevede che i suddetti effetti possano essere limitati ma l'entità degli stessi dipenderà dalla successiva evoluzione

del conflitto. A tale proposito si ricorda in ogni caso che tali eventuali effetti sono ulteriormente attenuati dal contratto di cartolarizzazione in essere che prevede la cessione pro-soluto della maggior parte dei crediti commerciali dell'attività *Retail*.

Le altre attività (*E&P* e *Network*), per la natura delle relative controparti, risultano meno esposte a tale rischio ma potranno risentire degli effetti indiretti in termini di aumento dell'inflazione (e quindi del costo degli approvvigionamenti) e di riduzione della crescita economica (anche in questo caso con possibili impatti sugli approvvigionamenti per l'eventuale mancanza di disponibilità di componenti o per rallentamenti nei processi di acquisizione).

Relativamente alle attività *E&P* l'aumento dei prezzi di vendita degli idrocarburi si è comunque riflesso positivamente sulla relativa marginalità ma con effetti futuri che dipenderanno anche dagli eventuali ulteriori oneri di natura fiscale a carico delle aziende del settore volti ad attenuare l'impatto degli elevati costi energetici sulle famiglie e sulle imprese.

Per quanto riguarda, poi, le attività dei giacimenti gas nel mar Nero in Romania e gli eventuali impatti del conflitto in essere, si segnala che la produzione di gas sta tuttora proseguendo sulla base delle previsioni comunicate dall'Operatore e non sono emersi sinora elementi che possano far presumere criticità rilevanti nella prosecuzione di tale attività.

Si evidenzia, inoltre, che la struttura finanziaria del Gruppo, grazie anche ai positivi flussi di cassa delle attività gestite, sta consentendo di far fronte agli investimenti e ai maggior fabbisogni per le attività correnti. Per quanto concerne invece il cambio delle politiche monetarie da parte delle banche centrali a seguito della ripresa dell'inflazione, lo stesso sta determinando un aumento degli oneri finanziari. A tale proposito si ricorda che, a copertura del rischio di variazione dei tassi d'interesse, relativamente ai principali contratti di finanziamento in essere, il Gruppo ha stipulato appositi contratti di *Interest Rate Swap*.

Infine il conflitto in essere potrebbe avere impatti anche in termini di possibile incremento degli attacchi di natura informatica, fenomeno già purtroppo riscontrato nel corso del 2021 nei confronti di diversi enti.

Per fronteggiare tale rischio il Gruppo ha posto in essere una serie di ulteriori attività di monitoraggio ed analisi per attivare le azioni necessarie a mitigare gli effetti di eventuali attacchi informatici sui propri sistemi. Nel breve periodo il Gruppo Gas Plus ha rivisto tutte le logiche di password ed ha segmentato maggiormente gli accessi ai server ed ai sistemi software. Contestualmente sono state riviste le *policy di backup*, separando i sistemi hardware dai sistemi software di cui viene fatta copia di salvataggio, e sta rivedendo la logica di monitoraggio della infrastruttura informatica, per accorgersi ancora più tempestivamente di un possibile attacco *hacker*.

Altri eventi

Oltre a quanto già commentato nei paragrafi precedenti non si segnalano altri eventi significativi nel primo semestre dell'esercizio 2023.

FATTI DI RILIEVO DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

Dopo la chiusura del semestre, in Romania, come già anticipato, è stato avviato il processo di *permitting* per la realizzazione di un *power corridor* nel Mar Nero rumeno che collegherà i futuri parchi eolici *offshore* alla rete elettrica nazionale rumena. La realizzazione del progetto si avvarrà dell'infrastruttura già sviluppata dai partners del progetto Midia Gas Development di cui il Gruppo detiene la quota del 10%.

Si tratta pertanto del primo progetto a cui il Gruppo potrà partecipare per lo sviluppo della generazione rinnovabile.

Dopo la chiusura del semestre hanno avuto inizio le attività di perforazione del pozzo esplorativo E-15-1 nel Mar del Nord olandese che hanno avuto esito negativo, non essendo stati rilevati quantitativi economicamente producibili di gas.

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 2023.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Stante l'attuale flessione dei prezzi del gas naturale e del petrolio l'*Ebitda* è previsto su livelli prossimi al dato del 2022 mentre il risultato netto in sensibile crescita.

Il risultato netto beneficerà infatti, oltreché del positivo andamento di tutte le attività gestite, della non debenza del contributo straordinario di solidarietà in Romania, già contabilizzato nel bilancio dell'esercizio 2022 e, sulla base delle normative al momento vigenti, non sarà assoggettato a contributi straordinari né in Italia né in Romania.

Più in dettaglio, le attività *E&P* vedranno una crescita complessiva delle produzioni per il contributo, per l'intero anno, dei giacimenti in Romania. In Italia, la produzione di idrocarburi resterà invece in linea con i volumi del 2022 contrastando il fisiologico declino dei siti maturi e una significativa crescita sarà possibile con l'avvio, nei successivi anni, del progetto Longanesi.

Assumendo il permanere, per la residua parte dell'anno, dell'attuale fase riflessiva degli scenari energetici, l'*Ebitda* della *B.U. E&P* è previsto in calo rispetto al 2022.

L'andamento degli scenari avrà minori riflessi sulle attività *downstream*. Le attività *Network* vedranno una crescita dei risultati economici rispetto al 2022, date le azioni di contenimento dei costi operativi, mentre le attività *Retail* confermeranno il ritorno ad una marginalità positiva.

Gli investimenti riguarderanno prevalentemente l'area *E&P* (in particolare, lo sviluppo del Progetto Longanesi in Italia), anche se permarrà in ogni caso l'impegno del Gruppo anche nei progetti di sviluppo nelle attività regolate e commerciali *downstream*.

Sotto il profilo finanziario, la struttura del Gruppo resterà comunque solida ed equilibrata. Per effetto degli investimenti e del pagamento dei diversi oneri tributari (tra cui i contributi straordinari di solidarietà in Italia, già contabilizzati nel bilancio 2022), l'indebitamento finanziario netto è previsto in crescita rispetto al dato di fine 2022.

Le principali attività operative continueranno comunque a generare flussi positivi di cassa e pertanto il Gruppo attualmente ritiene, al momento, di avere a disposizione linee sufficienti alle prevedibili esigenze finanziarie del semestre in corso.

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 l'ESMA (*European Security and market Authority*) e della CONSOB (*Commissione Nazionale per le Società e la Borsa*)² e sono da considerarsi come complementari, non sostitutivi, alle informazioni finanziarie contenute nei bilanci predisposti secondo gli IFRS.

² 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 rivisitata 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.

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 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 svalutazioni. Nel primo semestre del 2023 e del 2022 non sono state contabilizzate svalutazioni e ripristini di valore delle attività immateriali e materiali.
- RISULTATO NETTO ADJUSTED: risultato netto di bilancio al lordo 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. Tali elementi, nel primo semestre del 2023, sono costituiti da:
 - insussistenza del debito di 21,6 milioni di euro relativo al contributo straordinario di solidarietà in Romania a seguito della modifica della normativa di riferimento e della ridefinizione dell'ambito di applicazione;mentre, nel primo semestre del 2022, erano costituiti da:
 - il rilascio del fondo di 4,1 milioni di euro (2,9 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale differito) costituito nel bilancio dell'esercizio 2021 a fronte delle perdite previste delle attività *Retail* e la relativa fiscalità differita (1,2 milioni di euro);
 - il c.d. "contributo straordinario contro il caro bollette" previsto in Italia per l'ammontare di 8,1 milioni di euro.

- 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 dei Crediti Commerciali, delle Rimanenze, 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.
- 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 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.
- 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'allocazione 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 2023

Prospetti contabili e note esplicative

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	59
3. Stagionalità dell'attività.....	60
4. Totale indebitamento finanziario	61
5. Utilizzo di stime.....	62
6. Dividendi	62
7. Informativa di settore.....	62
8. Immobili, impianti e macchinari.....	66
9. Diritti d'uso	66
10. Concessioni e altre immobilizzazioni immateriali.....	67
11. Fair value	68
12. Crediti commerciali	69
13. Altri crediti	70
14. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	71
15. Patrimonio netto	71
16. Debiti finanziari correnti e non correnti.....	72
17. Fondi.....	73
18. Debiti commerciali	74
19. Altri debiti correnti	74
20. Ricavi.....	75
21. Costi operativi.....	76
22. Costi per il personale	77
23. Proventi diversi.....	77
24. Proventi ed oneri finanziari	77
25. Imposte	78
26. Rapporti con parti correlate	79
27. Strumenti e rischi finanziari.....	80
28. Eventi successivi alla data del bilancio intermedio	83

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA CONSOLIDATA SEMESTRALE

Importi in migliaia di Euro	Note	30/06/2023		31/12/2022	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	8	126.031		121.250	
Diritti d'uso	9	8.837		11.381	
Avviamento		884		884	
Concessioni e altre immobilizzazioni immateriali	10	257.895		259.784	
Altre attività finanziarie		8.262		8.820	
Fair value	11	212		878	
Imposte differite attive	25	37.689		39.068	
Totale attività non correnti		439.810		442.065	
Attività correnti					
Rimanenze		4.388		3.430	
Crediti commerciali	12	18.129	12	50.709	8
Crediti per imposte sul reddito		11		52	
Altri crediti	13	34.255		25.742	
Fair value	11	772		5.956	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	14	32.012		30.198	
Totale attività correnti		89.567		116.087	
TOTALE ATTIVITÀ		529.377		558.152	
PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO					
Capitale sociale	15	23.353		23.353	
Riserve	15	95.798		97.472	
Utili a nuovo	15	72.959		71.784	
Azioni proprie	15	(9.600)		(9.600)	
Risultato del periodo	15	39.826		3.354	
TOTALE PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO		222.336		186.363	
Patrimonio netto di Terzi		148		153	
TOTALE PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO E DI TERZI		222.484		186.516	
PASSIVITÀ					
Passività non correnti					
Debiti finanziari	16	40.824		51.131	
Debiti finanziari per <i>lease</i>		2.534	705	2.874	945
Fondo per benefici ai dipendenti		4.639		4.546	
Passività per imposte differite	25	11.595		13.866	
Altri debiti		2.373		2.427	
Fondi	17	142.386		143.177	
Totale passività non correnti		204.351		218.021	
Passività correnti					
Debiti commerciali	18	26.910	3	51.843	9
Debiti finanziari	16	38.122		25.469	
Fair value	11	371		2.246	
Debiti finanziari per <i>lease</i>		1.002	510	980	477
Altri debiti	19	22.308	1.660	35.036	
Debiti per imposte sul reddito	25	13.829		38.041	
Totale passività correnti		102.542		153.615	
TOTALE PASSIVITÀ		306.893		371.636	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		529.377		558.152	

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO SEMESTRALE

Importi in migliaia di Euro	Note	1° Semestre 2023		1° Semestre 2022	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Ricavi di vendita	20	88.427	3	75.762	3
Altri ricavi e proventi	20	2.386		1.309	
Totale Ricavi		90.813		77.071	
Costi per materie prime e materiali di consumo	21	(24.937)		(41.768)	
Costi per servizi ed altri	21	(20.024)	(2)	(21.882)	(1)
Costo del personale	22	(3.904)		(4.340)	
Proventi diversi	23	331		4.109	
Ammortamenti	8-9-10	(11.673)		(8.274)	
RISULTATO OPERATIVO		30.606		4.916	
Proventi finanziari	24	42		14	
Oneri finanziari	24	(5.573)	(7)	(3.399)	(10)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		25.075		1.531	
Imposte sul reddito	25	14.750		(8.471)	
RISULTATO DEL PERIODO		39.825		(6.940)	
Attribuibile a:					
Gruppo		39.826		(6.938)	
Terzi		(1)		(2)	
Risultato per azione base (importi in Euro)		0,91		(0,16)	

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO CONSOLIDATO SEMESTRALE

Importi in migliaia di Euro	1° semestre 2023	1° semestre 2022
Risultato del periodo	39.825	(6.940)
<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>	(1.885)	(6.909)
Imposte	507	1.953
	<u>(1.378)</u>	<u>(4.956)</u>
Differenze di conversione di bilanci esteri	(270)	12
<i>Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno riclassificate nel risultato di esercizio:</i>		
Delta attuariali sui fondi per benefici ai dipendenti	(34)	608
Imposte	8	(146)
	<u>(26)</u>	<u>462</u>
Risultato di conto economico complessivo al netto delle imposte	(1.674)	(4.482)
Totale risultato complessivo al netto delle imposte	38.151	(11.422)
Attribuibile a:		
Gruppo	38.152	(11.420)
Terzi	(1)	(2)

Gruppo GAS PLUS
Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2023

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 2022	23.353	4.671	85.605	7.042	(10.287)	(1.405)	(904)	84.722	69.256	(9.600)	3.146	170.877	161	171.038
Destinazione utile	-	-	-	-	-	-	-	-	3.146	-	(3.146)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.178)	-	-	(2.178)	(5)	(2.183)
Risultato di periodo al 30 giugno 2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.938)	(6.938)	(2)	(6.940)
Variazioni del risultato complessivo	-	-	-	-	(4.956)	12	462	(4.482)	-	-	-	(4.482)	-	(4.482)
Saldo al 30 giugno 2022	23.353	4.671	85.605	7.042	(15.243)	(1.393)	(442)	80.240	70.224	(9.600)	(6.938)	157.279	154	157.433
Saldo al 1° gennaio 2023	23.353	4.671	85.605	7.042	1.986	(1.456)	(376)	97.472	71.784	(9.600)	3.354	186.363	153	186.516
Destinazione utile	-	-	-	-	-	-	-	-	3.354	-	(3.354)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.178)	-	-	(2.178)	(5)	(2.183)
Variazioni altre riserve	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	(1)	1	-
Risultato di periodo al 30 giugno 2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.826	39.826	(1)	39.825
Variazioni del risultato complessivo	-	-	-	-	(1.378)	(270)	(26)	(1.674)	-	-	-	(1.674)	-	(1.674)
Saldo al 30 giugno 2023	23.353	4.671	85.605	7.042	608	(1.726)	(402)	95.798	72.959	(9.600)	39.826	222.336	148	222.484

(1) = al 30 giugno 2023, 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.

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO SEMESTRALE

Importi in migliaia di Euro	1° semestre 2023	1° semestre 2022
Flussi finanziari dell'attività operativa		
Risultato del periodo	39.825	(6.940)
Ammortamenti degli immobili, impianti e macchinari	5.144	2.519
Ammortamenti dei diritti d'uso	831	1.002
Ammortamenti delle concessioni e delle altre immobilizzazioni immateriali	5.698	4.753
(Utilizzo) altri fondi non monetari	(155)	(4.153)
(Proventi) diversi non monetari	(331)	-
Attualizzazione fondo smantellamento e ripristino siti	2.783	1.370
Altri (proventi) oneri finanziari complessivi	2.748	2.015
Minusvalenze patrimoniali	-	62
Imposte sul reddito	(14.750)	8.471
Incrementi/decrementi delle attività e passività operative		
Variazione rimanenze	(916)	(913)
Variazione crediti commerciali verso terzi e correlate	34.664	6.572
Variazione debiti commerciali verso terzi e correlate	(24.985)	(6.550)
Oneri di smantellamento e ripristino siti sostenuti	(53)	(24)
Variazione fondi per benefici ai dipendenti	(24)	(116)
Dividendi incassati	331	-
Oneri finanziari netti pagati nel periodo	(2.358)	(1.430)
Imposte sul reddito nette pagate	(5.013)	(3.033)
Variazione delle altre passività e attività operative	(27.777)	1.587
Flussi finanziari netti generati dall'attività operativa	15.662	5.192
Flussi finanziari dell'attività di investimento		
Acquisto beni materiali	(12.882)	(18.232)
Acquisto beni immateriali	(2.515)	(1.556)
Flussi finanziari netti utilizzati nell'attività di investimento	(15.397)	(19.788)
Flussi finanziari dell'attività finanziamento		
Nuovi finanziamenti bancari	17.400	2.400
Finanziamenti rimborsati	(15.141)	(6.482)
Rimborso dei debiti per <i>lease</i>	(499)	(469)
Dividendi pagati	(5)	-
Rimborso debiti bancari per cartolarizzazione	(60)	4.199
Altre variazioni delle passività finanziarie	(104)	785
Flussi finanziari netti generati dall'attività di finanziamento	1.591	433
Effetto cambi traduzione bilanci di società estere	(42)	(8)
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide	1.814	(14.171)
Disponibilità liquide all'inizio del periodo	30.198	21.107
Disponibilità liquide alla fine del periodo	32.012	6.936

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 E&P – Exploration & Production);
- Distribuzione di gas naturale (Business Unit Network);
- Vendita gas naturale a clienti finali (Business Unit Retail);
- Stoccaggio gas (Business Unit Storage): attività in fase di start up, come documentato nella Relazione intermedia sulla Gestione.

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 2023 è stata autorizzata con delibera degli Amministratori del 7 settembre 2023.

Ai sensi della Comunicazione Consob N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, si precisa che il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023 include nelle imposte sul reddito componenti positive non ricorrenti per la Business Unit *E&P* per Euro 21.634 in seguito alla sopravvenuta non debenza del contributo di solidarietà per l’anno 2022 da parte della società controllata rumena Gas Plus Dacia S.r.l. e della conseguente insussistenza del correlato debito tributario.

Con la legge n. 119 del 12 maggio 2023, infatti, è stato riformato il regime del contributo di solidarietà per le imprese attive nell’estrazione di greggio, gas naturale e carbone, nonché nella raffinazione, quale introdotto in Romania con l’Ordinanza Governativa d’Urgenza n. 186 del 28 dicembre 2022. Con tale riforma, sono state escluse dal contributo le imprese che non hanno prodotto idrocarburi nel periodo compreso tra il 2018 e il 2021. Quindi, Gas Plus Dacia S.r.l. non rientra più tra i soggetti tenuti al versamento del contributo di solidarietà, avendo avviato la propria attività produttiva in Romania a decorrere dalla metà di giugno 2022.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023 non riflette componenti di reddito e poste patrimoniali e finanziarie derivanti da posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

In relazione all’area di consolidamento, non sono intervenute variazioni nel corso del primo semestre 2023.

2. Criteri di redazione e principi contabili adottati

Criteri di redazione e di valutazione

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo viene preparato 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 2022.

In considerazione delle caratteristiche proprie dei business in cui opera il Gruppo, dell’ininterrotta prosecuzione delle attività operative, nonché dei risultati delle analisi condotte circa gli impatti relativi al

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

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: grazie al contenuto livello di indebitamento, lo stesso mantiene una struttura finanziaria solida 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 adottati per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato sono conformi a quelli utilizzati per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2022, fatta eccezione per l'adozione dei nuovi principi, modifiche ed interpretazioni in vigore dal 1° gennaio 2023.

Le seguenti modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2023 indicate nel paragrafo “*Principi contabili ed interpretazioni adottati nell'esercizio e di efficacia successiva al 31 dicembre 2022*” nella Relazione Finanziaria Annuale 2022, sono state applicate per la prima volta dal Gruppo a partire dal 1° gennaio 2023, senza peraltro avere effetti sul bilancio consolidato:

- principio contabile IFRS 17, “*Insurance Contracts*”;
- emendamenti allo IAS 1 e all'IFRS Practice Statement 2 “*Disclosure of Accounting Policies*” e allo IAS 8 “*Definition of Accounting Estimates*”;
- emendamento allo IAS 12, “*Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction*”.

Al 30 giugno 2023, gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione necessario per l'adozione dei seguenti emendamenti, che entreranno in vigore dal 1° gennaio 2024:

- emendamenti allo IAS 1, “*Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current*” e “*Presentation of Financial Statements: Non-Current Liabilities with Covenants*”;
- emendamento all'IFRS 16, “*Leases: Lease Liability in a Sale and Leaseback*”;
- emendamenti allo IAS 7, “*Statements of Cash Flows*” e all'IFRS 7, “*Financial Instruments: Disclosures: Supplier Finance Arrangements*”.

Allo stato il Gruppo sta analizzando gli emendamenti di recente emanazione e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

3. Stagionalità dell'attività

La maggioranza dei ricavi (circa l'80%) è rappresentata dalla vendita del gas naturale a clienti grossisti, industriali e civili.

La vendita di gas per i clienti civili è soggetta a variazioni stagionali influenzate dalle condizioni climatiche. Sulla base dei 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.

Le voci patrimoniali che accolgono i crediti ed i debiti derivanti dalla vendita e dall'approvvigionamento del gas sono, rispettivamente, *Crediti commerciali* e *Debiti commerciali*.

Si segnala peraltro che il saldo al 30 giugno 2023 dei *Crediti commerciali* e *Debiti Commerciali* è inferiore rispetto a quello del 31 dicembre 2022, grazie anche ai maggiori flussi di cassa realizzati nel secondo trimestre 2023 rispetto al quarto trimestre 2022, legati alla stagionalità sopra evidenziata.

4. Totale indebitamento finanziario

Il totale indebitamento finanziario al 30 giugno 2023, 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:

	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
A. Disponibilità liquide	32.012	30.198
B. Mezzi equivalenti e disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	-	-
D. Liquidità (A + B + C)	32.012	30.198
E. Debito finanziario corrente (1)	15.330	1.138
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	23.024	24.945
G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)	38.354	26.083
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)	6.342	(4.115)
I. Debito finanziario non corrente (2)	43.146	53.127
J. Strumenti di debito	-	-
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	43.146	53.127
M. Totale indebitamento finanziario (H + L)	49.488	49.012

Note:

(1) Al 30 giugno 2023 include per Euro 1.002 la quota a breve dei debiti per *lease* (Euro 980 al 31 dicembre 2022).

(2) Al 30 giugno 2023 include per Euro 2.534 la quota a medio/lungo termine dei debiti per *lease* (Euro 2.874 al 31 dicembre 2022).

L'indebitamento finanziario netto si è attestato a 49.488 Euro, sostanzialmente in linea con il valore del 31 dicembre 2022 (49.012 Euro).

Nel primo semestre 2023 si registra un leggero incremento della liquidità, che passa da 30.198 Euro a 32.012 Euro, ma aumenta l'indebitamento finanziario corrente da 26.083 Euro a 38.354 Euro, principalmente per effetto dell'integrale utilizzo del Finanziamento *Revolving* Banco BPM.

L'indebitamento finanziario non corrente si è invece decrementato da 53.127 Euro a 43.146 Euro principalmente per il rimborso secondo i termini contrattuali, delle rate in scadenza dei finanziamenti in essere nel primo semestre 2023.

Ai sensi dello IAS 7 – Rendiconto finanziario si riporta nella seguente tabella la riconciliazione tra il saldo iniziale al 31 dicembre 2022 ed il saldo finale al 30 giugno 2023 del totale indebitamento finanziario.

	31 dicembre 2022	Flussi monetari	Flussi non monetari		30 giugno 2023
			Variazione <i>fair value</i>	Altre variazioni	
Debiti finanziari correnti	26.083	(141)	(404)	12.816	38.354
Debiti finanziari non correnti	53.127	2.400	666	(13.047)	43.146
Passività nette derivanti da attività di finanziamento	79.210	2.259	262	(231)	81.500
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30.198	1.814	-	-	32.012
Totale indebitamento finanziario	49.012	445	262	(231)	49.488

5. 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.

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. 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 dà la 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 validati da 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.

Oltre a quanto riportato nel bilancio al 31 dicembre 2022, le ipotesi chiave riguardanti il futuro e le altre fonti chiave di incertezza nelle stime effettuate dal management alla data della relazione semestrale 2023 che potrebbero comportare delle modifiche ai valori contabili si segnala la rilevante volatilità dei prezzi osservata sui mercati di riferimento che rendono particolarmente incerto lo scenario di riferimento del prezzo delle *commodities* nel breve e nel medio lungo termine. Tali incertezze si riflettono nelle considerazioni effettuate sul test di *impairment*.

6. Dividendi

In data 29 giugno 2023, l'Assemblea degli Azionisti ha deliberato di distribuire agli Azionisti, a titolo di dividendo e al lordo delle ritenute di legge, l'importo unitario di Euro 5 centesimi per ciascuna delle azioni (al netto delle azioni proprie) ordinarie in circolazione, per l'importo complessivo di Euro 2.178. Il pagamento è avvenuto nel mese di agosto.

7. 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 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

- esplorazione e produzione di idrocarburi (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.

Si segnala che, nel corso del primo semestre 2023, il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha pubblicato il decreto ministeriale che prevede la riclassifica degli impianti di trasporto regionale (detenuti dalla società controllata GP Infrastrutture Trasporto S.r.l. – un tratto di condotta a media pressione di 41 chilometri) in impianti di distribuzione, con decorrenza dal 1° gennaio 2023.

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 2023 e 2022.

Informativa di settore primario, per attività (1° semestre 2023)

	Exploration & Production	Network	Retail	Altre attività e attività non allocate	Rettifiche ed elisioni	Totale consolidato
Informazioni di natura economica						
Vendite a clienti	45.014	5.501	22.446	17.852	-	90.813
Vendite infrasettoriali	22.247	3.152	820	2.062	(28.281)	-
Totale ricavi	67.261	8.653	23.266	19.914	(28.281)	90.813
EBITDA	37.014	4.123	2.046	(1.235)	-	41.948
Ammortamenti	(9.329)	(2.128)	(35)	(181)	-	(11.673)
EBIT	27.685	1.995	2.011	(1.416)	-	30.275
Proventi diversi	-	331	-	-	-	331
Risultati operativi di settore	27.685	2.326	2.011	(1.416)	-	30.606
Oneri finanziari netti						(5.531)
Utile prima delle imposte e degli interessi di minoranza						25.075
Imposte sul reddito						14.750
Utile netto del semestre						39.825
Altre informazioni di settore						
Investimenti in immobilizzazioni materiali	12.845	2	7	18	-	12.882
Investimenti in immobilizzazioni immateriali (*)	-	2.295	15	18	-	2.328
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	(5.063)	(61)	(3)	(17)	-	(5.144)
Ammortamenti dei diritti d'uso	(535)	(134)	(23)	(139)	-	(831)
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (*)	(3.544)	(1.933)	(9)	(25)	-	(5.511)
Investimenti in attività di esplorazione	187	-	-	-	-	187

(*) Esclusa attività di ricerca e di esplorazione

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Informativa di settore primario, per attività (1° semestre 2022)

	Exploration & Production	Network & Transportation	Retail	Altre attività e attività non allocate	Rettifiche ed elisioni	Totale consolidato
Informazioni di natura economica						
Vendite a clienti	32.629	6.952	37.451	39	-	77.071
Vendite infrasettoriali	1.372	2.306	1.481	2.086	(7.245)	-
Totale ricavi	34.001	9.258	38.932	2.125	(7.245)	77.071
EBITDA	13.083	3.308	(6.093)	(1.217)	-	9.081
Ammortamenti	(6.015)	(2.060)	(26)	(173)	-	(8.274)
EBIT	7.068	1.248	(6.119)	(1.390)	-	807
Proventi diversi	-	-	4.109	-	-	4.109
Risultati operativi di settore	7.068	1.248	(2.010)	(1.390)	-	4.916
Oneri finanziari netti						(3.385)
Utile prima delle imposte e degli interessi di minoranza						1.531
Imposte sul reddito						(8.471)
Utile netto del semestre						(6.940)
Altre informazioni di settore						
Investimenti in immobilizzazioni materiali	18.193	30	-	9		18.232
Investimenti in immobilizzazioni immateriali (*)	36	1.475	4	-		1.515
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	(2.408)	(87)	(1)	(23)		(2.519)
Ammortamenti dei diritti d'uso	(733)	(125)	(23)	(121)		(1.002)
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (*)	(2.833)	(1.848)	(2)	(29)		(4.712)
Investimenti in attività di esplorazione	41	-	-	-		41

(*) Esclusa attività di ricerca e di esplorazione

A partire dal mese di giugno 2022, l'attività della Business Unit E&P si è svolta sia sul territorio nazionale che all'estero, grazie all'avvio della produzione nei giacimenti gas in Romania.

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'Estero rispettivamente al 30 giugno 2023 e 2022.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Informativa di settore secondario, per area geografica Business Unit E&P (1° Semestre 2023)

	Italia	Estero	Business Unit E&P
Informazioni di natura economica			
Vendite a clienti	19.088	25.926	45.014
Vendite infrasettoriali	22.247	-	22.247
Totale ricavi	41.335	25.926	67.261
EBITDA	22.022	14.992	37.014
Ammortamenti	(4.440)	(4.889)	(9.329)
EBIT	17.582	10.103	27.685
Proventi diversi	-	-	-
Risultati operativi per area geografica	17.582	10.103	27.685
Altre informazioni di settore			
Investimenti in immobilizzazioni materiali	12.845	-	12.845
Investimenti in immobilizzazioni immateriali (*)	-	-	-
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	(978)	(4.085)	(5.063)
Ammortamento diritto d'uso	(313)	(222)	(535)
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (*)	(3.118)	(426)	(3.544)
Investimenti in attività di esplorazione	42	145	187

(*) Esclusa attività di ricerca e di esplorazione

Informativa di settore secondario, per area geografica Business Unit E&P (1° Semestre 2022)

	Italia	Estero	Business Unit E&P
Informazioni di natura economica			
Vendite a clienti	28.466	4.163	32.629
Vendite infrasettoriali	1.372	-	1.372
Totale ricavi	29.838	4.163	34.001
EBITDA	10.967	2.116	13.083
Ammortamenti	(5.720)	(295)	(6.015)
EBIT	5.247	1.821	7.068
Proventi diversi	-	-	-
Risultati operativi per area geografica	5.247	1.821	7.068
Altre informazioni di settore			
Investimenti in immobilizzazioni materiali	11.105	7.088	18.193
Investimenti in immobilizzazioni immateriali (*)	36	-	36
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	(2.168)	(240)	(2.408)
Ammortamento diritto d'uso	(715)	(18)	(733)
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (*)	(2.802)	(31)	(2.833)
Investimenti in attività di esplorazione	35	6	41

(*) Esclusa attività di ricerca e di esplorazione

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

8. Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari hanno un valore netto di Euro 126.031 al 30 giugno 2023 e sono dettagliabili come segue:

	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari (rete di trasporto)	Impianti e macchinari (E&P)	Attr. ind. e comm.	Altri beni	Immobil. in corso e acconti	Totale
30 giugno 2023								
Saldo iniziale lordo	9.203	3.693	2.190	200.959	463	5.262	52.457	274.227
Fondo ammortamento e svalutazione	-	(1.751)	(878)	(135.907)	(405)	(5.078)	(8.958)	(152.977)
Saldo iniziale netto	9.203	1.942	1.312	65.052	58	184	43.499	121.250
Riclassifica beni in concessione IFRIC 12	-	-	(1.312)	-	-	-	-	(1.312)
Investimenti	-	-	-	812	2	23	12.045	12.882
Ammortamenti	-	(62)	-	(5.023)	(8)	(51)	-	(5.144)
Altre variazioni	(1)	-	-	997	-	-	(2.641)	(1.645)
Saldo finale netto	9.202	1.880	-	61.838	52	156	52.903	126.031
Saldo finale lordo	9.202	3.693	-	202.768	465	5.285	61.861	283.274
Fondo ammortamento e svalutazione	-	(1.813)	-	(140.930)	(413)	(5.129)	(8.958)	(157.243)
Saldo finale netto	9.202	1.880	-	61.838	52	156	52.903	126.031

Le immobilizzazioni materiali presentano un incremento complessivo pari ad Euro 4.781, dovuto principalmente a:

- investimenti per Euro 12.882 prevalentemente riferiti al completamento delle attività di perforazione e work over dei pozzi di sviluppo del progetto Longanesi ed all'acquisto di parte dei materiali necessari per la realizzazione della relativa rete di raccolta e monitoraggio;
- ammortamenti per Euro 5.144 riferiti quasi esclusivamente alla B.U. E&P (di cui Euro 4.085 relativi all'attività di estrazione in Romania);
- riclassifica per Euro 1.312 nella voce *Concessioni ed altre immobilizzazioni immateriali* del valore netto contabile del tratto di condotta a media pressione detenuto dalla società controllata GP Infrastrutture Trasporto S.r.l. che è stato nuovamente classificato come impianto di distribuzione, con decorrenza dal 1° gennaio 2023, dopo la pubblicazione di un apposito D.M. da parte del MASE, come già citato in precedenza.

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 2022.

9. Diritti d'uso

I diritti d'uso hanno un valore netto di Euro 8.837 al 30 giugno 2023 e sono dettagliabili come segue:

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

	Software	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari (E&P)	Altri beni	Totale
30 giugno 2023						
Saldo iniziale lordo	149	17.190	4.440	351	135	22.265
Fondo ammortamento	(65)	(8.014)	(2.397)	(287)	(121)	(10.884)
Saldo iniziale netto	84	9.176	2.043	64	14	11.381
Nuovi contratti e modifiche contrattuali	-	38	108	35	-	181
Ammortamenti	(25)	(415)	(342)	(35)	(14)	(831)
Rilevazione iniziale e variazione di stima dei costi di smantellamento e ripristino siti	-	(1.894)	-	-	-	(1.894)
Saldo finale netto	59	6.905	1.809	64	-	8.837
Saldo finale lordo	149	15.334	4.548	386	135	20.552
Fondo ammortamento	(90)	(8.429)	(2.739)	(322)	(135)	(11.715)
Saldo finale netto	59	6.905	1.809	64	-	8.837

La voce diritti d'uso si riferisce principalmente a contratti di *leasing* aventi per oggetto la locazione di terreni ove sono presenti gli impianti 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 2023, la voce presenta un decremento complessivo pari ad Euro 2.544, dovuto principalmente 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 2023.

10. Concessioni e altre immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali hanno un valore netto di Euro 257.895 al 30 giugno 2023 e sono dettagliabili come segue:

	Concessioni di coltivazione	Costi di esplorazione	Beni in concessione (IFRIC 12)	Concessioni di distribuzione gas e altre	Totale
30 giugno 2023					
Saldo iniziale lordo	384.462	-	118.019	9.949	512.430
Fondo ammortamento e svalutazione	(194.389)	-	(48.680)	(9.577)	(252.646)
Saldo iniziale netto	190.073	-	69.339	372	259.784
Riclassifica da impianti e macchinari	-	-	1.312	-	1.312
Investimenti	-	187	2.259	69	2.515
Ammortamenti	(3.535)	(187)	(1.856)	(120)	(5.698)
Altre variazioni	(18)	-	-	-	(18)
Saldo finale netto	186.520	-	71.054	321	257.895
Saldo finale lordo	384.444	187	122.467	10.018	517.116
Fondo ammortamento e svalutazione	(197.924)	(187)	(51.413)	(9.697)	(259.221)
Saldo finale netto	186.520	-	71.054	321	257.895

Le immobilizzazioni immateriali presentano un decremento complessivo pari ad Euro 1.889 da attribuire a:

- la riclassifica per Euro 1.312 dalla voce *Impianti e macchinari* a *Beni in concessione* del tratto di condotta a media pressione che è stato di nuovo classificato dal MASE tra gli impianti di distribuzione;
- gli investimenti per complessivi Euro 2.515 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 5.698, 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 Rete Gas Fidenza S.r.l.

Nel primo semestre del 2023 sono stati sostenuti costi di ricerca ed esplorazione che sono stati completamente ammortizzati nell'esercizio per Euro 187 (di cui Euro 145 relativi ad attività di ricerca condotta all'estero).

Ripristini/perdite di valore delle attività materiali ed immateriali (ai sensi del principio IAS 36)

Al termine del primo semestre 2023 il Gruppo ha condotto le analisi per identificare gli eventuali indicatori di *impairment* che potessero influire sul valore recuperabile degli *assets* dei propri settori di attività.

Considerato l'attuale contesto economico e politico (in particolare, la situazione di crisi dovuta alla guerra tra Russia e Ucraina, il permanere di elevata incertezza e volatilità sul mercato del gas in Europa ed il cambio delle politiche monetarie da parte delle banche centrali a seguito della ripresa dell'inflazione) sono state analizzate le principali variabili economiche e di scenario di breve e medio termine e la possibile evoluzione del sistema regolatorio e normativo, oltreché i risultati economici ottenuti nel primo semestre.

Come del resto nel corso del 2022, si sono manifestati nel semestre diversi indicatori esterni di possibili perdite di valore (l'ulteriore aumento dei tassi di interesse bancari che si riflette sul tasso di attualizzazione, il permanere di un elevato tasso di inflazione, oltre ai già citati, fattori di incertezza geopolitica, derivanti soprattutto dal conflitto tra Russia e Ucraina).

Tuttavia, sono rimasti a livelli elevati i prezzi del gas naturale, seppur in un quadro di forte incertezza e volatilità, che contribuiscono positivamente alla recuperabilità del valore delle attività iscritte, in particolar modo nel settore E&P, i cui risultati sono stati tra l'altro in sensibile crescita.

Al termine di queste analisi non si sono pertanto evidenziati complessivamente indicatori tali da richiedere l'elaborazione di un test di *impairment* in sede di semestrale per i settori di attività del Gruppo.

Non è emersa infatti la necessità di operare alcuna svalutazione in quanto gli *assets* di tutti i principali settori di attività hanno evidenziato un valore recuperabile superiore al relativo valore di carico.

In ambito E&P, inoltre, le incertezze del quadro normativo e degli scenari di breve e medio periodo hanno indotto il management a confermare le valutazioni effettuate in sede di redazione del bilancio dell'esercizio 2022 ed a non effettuare alcuna ulteriore ripresa di valore dei relativi *assets*, nonostante il miglioramento dei risultati economici e l'attuale livello dei prezzi degli idrocarburi.

Per quanto concerne invece i restanti settori di attività si segnala, infine, che non risultano iscritti a bilancio *assets* relativi alle attività *Retail*, mentre il valore contabile delle attività *Network*, ai fini delle future gare d'ambito, è tuttora sensibilmente inferiore al valore industriale residuo (VIR).

11. Fair value

I saldi delle attività per *fair value* non correnti e correnti sono dettagliati nel seguente prospetto. Le descrizioni indicano la tipologia di strumento derivato in essere:

	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
Interest rate swap	212	878
Totale fair value attivo non corrente	212	878
Derivati su commodity	2	5.590
Interest rate swap	770	366
Totale fair value attivo corrente	772	5.956

Al 30 giugno 2023 ed al 31 dicembre 2022, non vi erano in essere passività per *fair value* non correnti. I saldi delle passività per *fair value* correnti sono invece dettagliati nel seguente prospetto. Le descrizioni indicano la tipologia di strumento derivato in essere:

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
Derivati su commodity	371	2.246
Totale fair value passivo corrente	371	2.246

Interest rate swap

Nel primo semestre 2023, il Gruppo non ha sottoscritto nuovi contratti per la copertura del rischio di variazione dei tassi di interesse. Il *fair value* degli interest rate swap al 30 giugno 2023 è complessivamente positivo per Euro 982 e si riferisce esclusivamente ai contratti già in essere al 31 dicembre 2022.

Tutti i contratti stipulati soddisfano i criteri per il trattamento in *hedge accounting* ai fini contabili.

Derivati su commodity

Nel primo semestre 2023, la società capogruppo Gas Plus S.p.A. ha stipulato con diversi istituti di credito alcuni derivati (*swap*) per la copertura del rischio di oscillazione del prezzo di mercato del gas, per conto delle singole società/B.U. esposte a tale rischio.

Al 30 giugno 2023, il *fair value* di tali strumenti derivati è complessivamente negativo per Euro 369, contro un valore complessivamente positivo di Euro 3.344 al 31 dicembre 2022.

Tutti i derivati di copertura stipulati a tale scopo nel corso del primo semestre 2023 hanno soddisfatto i criteri per il trattamento in *hedge accounting* ai fini contabili.

12. Crediti commerciali

I crediti commerciali pari al 30 giugno 2023 ad Euro 18.129 sono dettagliati nella seguente tabella con il relativo confronto con il saldo al 31 dicembre 2022:

Crediti commerciali:	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
Utenti civili	643	17.717
Utenti industriali	704	2.302
Grossisti - Italia	3.016	10.113
Grossisti – Estero	2.936	11.090
Società di vendita gas naturale	765	197
Altri	12.302	11.526
Totale crediti	20.366	52.945
Fondo svalutazione	(2.237)	(2.236)
Crediti commerciali netti	18.129	50.709

Fondo svalutazione crediti	30 giugno 2023
Fondo al 1° gennaio 2023	(2.236)
Accantonamenti	(8)
Utilizzi	7
Fondo al 30 giugno 2023	(2.237)

I crediti verso clienti riguardano prevalentemente l'attività di vendita di gas metano ad utenti finali e grossisti.

Il decremento nel corso del semestre dei crediti commerciali è legato ai maggiori flussi di cassa realizzati nel secondo trimestre 2023 rispetto al quarto trimestre 2022 a causa della stagionalità del business, oltre che alla riduzione nel primo semestre 2023 degli scenari dei prezzi energetici.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

L'anzianità dei crediti commerciali al 30 giugno 2023 è dettagliata nella seguente tabella con il relativo confronto con i saldi al 31 dicembre 2022:

Crediti commerciali:	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
Crediti commerciali totali	20.366	52.945
Fondo svalutazione crediti	(2.237)	(2.236)
Crediti commerciali netti	18.129	50.709
Crediti a scadere e scaduti da meno di 60 gg.	17.235	50.260
Crediti scaduti da 60 a 180 gg.	617	203
Crediti scaduti da oltre 180 gg.	277	246
Totale crediti commerciali netti	18.129	50.709

13. Altri crediti

Gli altri crediti correnti, pari al 30 giugno 2023 ad Euro 34.255, sono dettagliati nella seguente tabella con il relativo confronto con l'esercizio precedente:

Altri crediti	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
IVA	4.705	4.447
Imposta di consumo	-	1.571
Altri crediti d'imposta	1	579
Crediti verso consorzi	7.805	2.750
Note di credito da ricevere per acquisto gas	15.431	3.977
Crediti verso società di distribuzione terze	165	550
Crediti verso CSEA	1.755	9.215
Crediti contribuiti ARERA - Progetto TEE	2.843	1.424
Crediti diversi	784	496
Ratei e risconti	766	733
Totale altri crediti	34.255	25.742

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 2022 di Euro 8.513 principalmente per l'effetto congiunto:

- dell'incremento per Euro 11.454 delle note di credito da ricevere per l'approvvigionamento gas dovuto al disallineamento tra i volumi allocati in via provvisoria alla società secondo il Testo Integrato Settlement Gas (TISG) ed i minori volumi effettivamente venduti in tale periodo ai clienti finali, in conseguenza del clima particolarmente mite rispetto alle medie storiche del periodo nello scorso inverno e dell'introduzione da parte del MITE di una serie di misure atte a contenere il consumo di gas naturale durante la stagione invernale non riflesse nel meccanismo di calcolo dei volumi allocati. In linea con quanto previsto dal TISG, tale differenza sarà regolata nelle sessioni annuali di ricalcolo dei volumi precedentemente allocati (le cd. Sessioni di Aggiustamento), la cui prima pubblicazione relativa all'anno solare 2022, è prevista entro il 15 ottobre 2023;

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

- dell'incremento dei crediti verso consorzi per Euro 5.055, a seguito delle attività di sviluppo del progetto Longanesi effettuate nel corso del primo semestre 2023, e, in particolare, degli anticipi richiesti, sulla base degli accordi contrattuali, al partner che partecipa al progetto, contabilizzati negli altri debiti;
- del decremento dei crediti verso CSEA per Euro 7.460, che risentono del differente periodo di liquidazione degli stessi nel corso dell'anno, oltreché delle modifiche estese anche per il primo semestre 2023 in materia di *bonus sociale gas*, con particolare attenzione ai clienti più vulnerabili. Si segnala, invece, che a partire dal mese di maggio 2023, è stata azzerata da parte dell'ARERA la componente tariffaria *UG2c* di segno negativo, visto la flessione dei prezzi nel settore del gas naturale avvenuta nel periodo in esame.

14. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti sono così dettagliati:

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
Cassa	10	11
Conti correnti bancari	32.002	30.187
Totale	32.012	30.198

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

15. 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 2022.

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 2022.
- La Riserva di copertura derivati, che accoglie le variazioni di *fair value* dei derivati su *commodities*, e su tassi di interesse 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 e delle loro filiali (cambio corrente alla data di fine periodo) rispetto al cambio utilizzato per la conversione dei rispettivi proventi ed oneri (cambi medi di periodo).

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.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Azioni proprie

Le azioni proprie che non presentano variazioni rispetto al 31 dicembre 2022. Al 30 giugno 2023, 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 2023 e al 30 giugno 2022 per una descrizione quantitativa delle riserve di patrimonio netto.

Altre componenti del conto economico complessivo

Nel primo semestre 2023, le altre componenti del conto economico complessivo includono:

- le variazioni di *fair value* dei derivati su *commodities* e su *tassi di interesse* contabilizzati in regime di *hedge accounting*, al netto delle imposte differite, per una variazione negativa di complessivi Euro 1.378 (nel primo semestre 2022 la variazione negativa era di Euro 4.956);
- la riserva di traduzione dei bilanci esteri la cui valuta funzionale è diversa dall'euro per una variazione negativa di Euro 270 (nel primo semestre 2022 la variazione positiva era di Euro 12);
- la riserva per differenze attuariali TFR per una variazione negativa di complessivi Euro 26, al netto delle imposte differite (nel primo semestre 2022 la variazione era positiva di Euro 462).

16. Debiti finanziari correnti e non correnti

Nella seguente tabella sono riportati i debiti finanziari del Gruppo al 30 giugno 2023 e al 31 dicembre 2022 con i dettagli relativi alla loro composizione, scadenza e condizioni:

Tipologia	Tasso interesse eff. %	Scadenza	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
<i>A breve termine</i>				
Scoperti bancari		A richiesta	6	6
Banca IMI – incassi per crediti cartolarizzati		Quindicinale	92	152
Finanziamento <i>Revolving</i> Banco BPM	Euribor 1/3m + <i>spread</i>		15.000	-
Finanziamento <i>Long Term</i> ISP-BPM	Euribor 3/6m + <i>spread</i>		11.000	11.000
Finanziamento Capex Banca IMI-BPM	Euribor 3/6m + <i>spread</i>		8.118	5.936
Finanziamenti D.L. Liquidità ISP-BPM	Euribor 3m + <i>spread</i>		3.906	3.906
Finanziamento RBL	Euribor 3/6m + <i>spread</i>		-	4.469
Totale debiti finanziari correnti			38.122	25.469
<i>A lungo termine</i>				
Finanziamento <i>Long Term</i> ISP-BPM	Euribor 3/6m + <i>spread</i>	piano rimborso	5.500	11.000
Finanziamento Capex Banca IMI-BPM	Euribor 3/6m + <i>spread</i>	piano rimborso	24.633	27.491
Finanziamenti D.L. Liquidità ISP-BPM	Euribor 3m + <i>spread</i>	piano rimborso	10.691	12.640
Totale debiti finanziari non correnti			40.824	51.131
Totale debiti finanziari			78.946	76.600

Banca ISP – Incassi per crediti cartolarizzati

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

Il debito per incassi di crediti cartolarizzati per Euro 92 è stato regolarmente rimborsato all'istituto di credito, secondo le scadenze pattuite.

Finanziamento Revolving Banco BPM

Alla data del 30 giugno 2023, tale finanziamento risulta interamente utilizzato per Euro 15 milioni.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Finanziamento ISP-Banco BPM

a) Linea a medio lungo termine

Il Gruppo ha regolarmente rimborsato la rata del finanziamento a medio lungo termine prevista nel primo semestre 2023 per 5,5 milioni di Euro, secondo la scadenza contrattuale.

b) Linea a medio lungo termine “Capex”

Nel primo semestre 2023, Gas Plus S.p.A. ha richiesto un’erogazione addizionale per 2,4 milioni Euro, portando l’utilizzo complessivo al 30 giugno 2023 a Euro 36 milioni, ed ha rimborsato la rata del finanziamento in scadenza al 30 giugno 2023 per 3,3 milioni di Euro.

Il piano concordato residuo di ammortamento è il seguente:

Scadenza	Importo da rimborsare (in Euro)
31 dicembre 2023	3.290.909
30 giugno 2024	4.936.364
31 dicembre 2024	24.681.818
Totale	32.909.091

Il contratto di finanziamento ISP-Banco BPM prevede parametri finanziari (financial covenants) da verificarsi semestralmente sui dati consolidati di Gruppo redatti in conformità agli IFRS.

Si segnala che al 30 giugno 2023 tali parametri finanziari risultano rispettati.

Finanziamento RBL

Nel mese di gennaio 2023, la società controllata Gas Plus Dacia S.r.l. ha completato il rimborso della linea per complessivi 4,4 milioni di Euro e, successivamente, nel mese di febbraio 2023, è stata ottenuta la sua cancellazione da parte di tutti i partner del progetto. Risultano ancora in corso le procedure per il rilascio dei pgni e delle garanzie previste in sede di sottoscrizione del contratto di finanziamento.

Finanziamenti D.L. Liquidità ISP e BPM

Il Gruppo ha regolarmente rimborsato le rate dei finanziamenti in scadenza nel primo semestre 2023 per 1,9 milioni di Euro.

17. Fondi

I fondi hanno un valore netto di Euro 142.386 al 30 giugno 2023 e sono dettagliabili come segue:

	Fondo smantellamento e ripristino siti	Fondo per contenziosi	Fondo oneri ambientali	Totale
Saldo al 1° gennaio 2023	138.041	247	4.889	143.177
Rilevazione iniziale e variazione di stima	(3.407)	-	-	(3.407)
Oneri finanziari per effetto attualizzazione	2.783	-	-	2.783
Utilizzo nel periodo	(53)	(112)	(2)	(167)
Saldo al 30 giugno 2023	137.364	135	4.887	142.386

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.

Nel primo semestre 2023, i fondi si decrementano complessivamente di Euro 791 principalmente per l’effetto congiunto:

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

- del decremento di Euro 3.407 per la variazione di stima dei costi di smantellamento e ripristino siti, in conseguenza dell'aggiornamento delle ipotesi finanziarie prospettiche applicate nel corso del primo semestre;
- dell'incremento di Euro 2.783 per oneri finanziari conseguente all'attualizzazione dei costi di chiusura mineraria.

18. Debiti commerciali

Nella seguente tabella viene riportato il dettaglio dei debiti commerciali al 30 giugno 2023 e al 31 dicembre 2022:

Debiti commerciali	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
Fornitori Italia	24.577	51.236
Fornitori estero	2.333	607
Totale debiti commerciali	26.910	51.843

I debiti verso fornitori derivano prevalentemente dalle forniture di gas metano e di materiali per la realizzazione degli impianti gas.

Il decremento nel corso del semestre dei debiti commerciali è legato ai minori acquisti di gas metano effettuati nel secondo trimestre 2023 rispetto al quarto trimestre 2022 a causa della stagionalità del business e, in aggiunta, della flessione durante il primo semestre 2023 degli scenari dei prezzi del gas metano.

19. Altri debiti correnti

Gli altri debiti correnti, pari al 30 giugno 2023 ad Euro 20.648, sono dettagliati nella seguente tabella con il relativo confronto con l'esercizio precedente:

Altri debiti correnti	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
Debiti per imposta di consumo	943	-
IVA	-	7
Debiti per <i>royalties</i>	3.313	9.171
Debiti per <i>windfall tax</i>	31	3.217
Ritenute	344	381
Debiti per canoni di sfruttamento minerario	1.021	202
Debiti verso consorzi	7.459	4.528
Debiti verso società di vendita terze	525	9.936
Debiti verso CSEA	417	1.413
Debiti verso il personale	2.485	2.241
Debiti verso istituti di previdenza	1.190	1.097
Premi comunali	618	352
Amministratori e sindaci	433	201
Acconti	506	1.488
Ratei e risconti passivi	47	45
Debiti per dividendi deliberati non distribuiti	2.178	-
Debiti diversi	798	757
Totale altri debiti correnti	22.308	35.036

Gli altri debiti 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

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

e verso gli enti previdenziali per premi, ratei di tredicesima, ferie e permessi maturati ma non ancora goduti alla fine del periodo.

La voce si riduce complessivamente di Euro 12.728 rispetto al 31 dicembre 2022 principalmente in relazione:

- al decremento dei debiti per le *royalties* sulle produzioni di idrocarburi e *windfall tax* sulle vendite di gas naturale realizzate in Romania, in conseguenza della riduzione degli scenari dei prezzi energetici nel primo semestre 2023 ed al versamento alla fine del mese di giugno 2023 delle royalties per le produzioni realizzate nel territorio italiano nell'anno 2022;
- al decremento dei debiti maturati verso terze società di vendita dalle società controllate GP Infrastrutture S.r.l. e Rete Gas Fidenza S.r.l., per i minori volumi di gas trasportati nel secondo trimestre 2023 rispetto al quarto trimestre 2022 in relazione alla stagionalità del business, nonché l'azzeramento da parte dell'ARERA, a partire dal mese di maggio 2023, della componente tariffaria *UG2c* di segno negativo, visto la flessione dei prezzi nel settore del gas naturale avvenuta nel periodo in esame.

20. Ricavi

Per una descrizione quantitativa relativa alla composizione dei ricavi per settori di attività, si faccia riferimento anche alla Nota n. 7, *Informativa di settore*. Riportiamo nella seguente tabella il dettaglio dei ricavi relativi al primo semestre 2023 ed il relativo confronto con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Ricavi di vendita	1° semestre 2023	1° semestre 2022
Vendita di gas metano		
utenti civili	17.510	30.797
utenti industriali	4.635	6.229
gas prodotto - Italia	25.512	16.496
gas prodotto - Estero	25.926	4.161
Vendita greggio	3.610	5.239
Vendita condensati	126	172
Ricavi da consorzi	6.699	5.946
Ricavi per distribuzione gas terzi	4.493	3.482
Cassa perequazione	(754)	2.350
Gestione calore e altri	670	890
Totale ricavi di vendita	88.427	75.762
Altri ricavi e proventi	1° semestre 2023	1° semestre 2022
Contributi allacciamenti	149	110
Rimborso canone assicurativo	74	78
Servizi per utenti gas	150	126
Contributo ARERA - Progetto TEE	1.419	425
Altri ricavi di gestione	594	570
Totale altri ricavi e proventi	2.386	1.309
Totale ricavi	90.813	77.071

I ricavi delle vendite di gas metano verso utenti civili ed industriali realizzati dalla BU Retail registrano un decremento complessivo pari ad Euro 14.881 rispetto al primo semestre 2022, in conseguenza della riduzione dei consumi verificatasi nel periodo e della flessione del prezzo del gas naturale.

Di converso, i ricavi delle vendite di gas metano verso grossisti realizzati dalla BU E&P registrano un incremento complessivo pari ad Euro 30.781, a dispetto di scenari energetici meno favorevoli, per l'aumento dei volumi estratti, soprattutto in Romania, la cui produzione partecipa per l'intero semestre ai risultati del

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Gruppo (si ricorda che l'avvio dell'attività di estrazione gas del progetto Midia era avvenuto nel mese di giugno 2022) e l'impatto delle coperture sulla *commodity* del gas metano consuntivate nel periodo (proventi per Euro 2.082 nel periodo in esame contro oneri per Euro 21.531 nel primo semestre 2022).

21. Costi operativi

Riportiamo nella seguente tabella il dettaglio dei costi operativi relativi al primo semestre 2023 ed il relativo confronto con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

	1° semestre 2023	1° semestre 2022
Costi per materie prime e materiali di consumo		
Materie prime e di consumo		
Gas metano	(22.419)	(40.956)
Costi progetto TEE	(1.453)	(464)
Altri	(2.082)	(758)
Variazione rimanenze	1.017	410
Totale costi per materie prime	(24.937)	(41.768)
Servizi e altri		
Trasporto / stoccaggio gas	5.631	(461)
Misurazione / trattamento gas	(348)	(704)
Amministratori e sindaci	(394)	(393)
Spese e consulenze professionali	(1.775)	(1.499)
Assicurazioni	(308)	(295)
Manutenzioni	(1.951)	(1.928)
Trattamento reflui e rifiuti	(255)	(170)
Servizi specialistici E&P	(4.632)	(5.020)
Riaddebito servizi da consorzi	(2.502)	(1.543)
Spese e commissioni bancarie	(113)	(114)
Altri affitti e locazioni	(418)	(353)
Royalties – Italia	(2.054)	(1.061)
Royalties – Estero	(4.264)	(1.528)
Windfall tax	(2.310)	(1.245)
Canoni concessioni sfruttamento minerario	(879)	(413)
Premi e concessioni gas	(505)	(494)
Contributi CSEA	-	(1.694)
Accantonamenti e perdite su crediti	(257)	(320)
Altri servizi	(2.690)	(2.647)
Totale costi per servizi ed altri	(20.024)	(21.882)

Nell'ambito dei costi per materie prime e materiali di consumo si è registrato un andamento in linea con i ricavi delle vendite di gas metano verso utenti civili ed industriali, con una significativa riduzione del costo d'acquisto del gas metano per i minori consumi e l'andamento dei prezzi dei prodotti energetici.

La voce costi per servizi ed altri ha registrato un decremento rispetto al primo semestre 2022 principalmente per effetto del valore di segno negativo assunto dai costi di "Trasporto / stoccaggio gas" a seguito del permanere fino ad aprile 2023 della componente tariffaria *UG2c*, prevista dall'ARERA nell'ambito delle modifiche normative volte a contenere gli effetti dei rialzi dei prezzi sugli utenti finali. Si segnala, invece, l'incremento dei costi per "Royalties" e "Windfall tax" dovuti dalla BU E&P per effetto della partecipazione per l'intero semestre in esame della produzione dei giacimenti in Romania ai risultati del Gruppo.

22. Costi per il personale

Riportiamo nella seguente tabella il dettaglio dei costi per il personale relativi al primo semestre 2023 ed il relativo confronto con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Costo del personale	1° semestre 2023	1° semestre 2022
Costo del personale		
Salari e stipendi	(2.808)	(3.011)
Oneri sociali	(872)	(1.088)
TFR, trattamento di quiescenza e obblighi simili	(224)	(241)
Totale costo del personale	(3.904)	(4.340)

I costi del personale sono risultati in calo rispetto al dato del primo semestre 2022, a fronte delle variazioni dell'organico ed alla maggior quota dei relativi costi attribuiti ad attività di investimento.

23. Proventi diversi

La voce proventi diversi nel primo semestre 2023 include solo i dividendi erogati dalla società partecipata Serenissima Gas S.p.A. pari ad Euro 331 (nel primo semestre 2022, la società partecipata non aveva erogato dividendi).

Nel primo semestre 2022, la voce includeva proventi per Euro 4.109 relativi solo al rilascio del fondo accantonato al termine dell'esercizio 2021 a fronte delle previste perdite realizzate nel corso del primo semestre dell'esercizio 2022, relativamente alla clientela con offerte economiche a prezzo fisso e a prezzo variabile con *cap* sul costo della materia prima.

24. Proventi ed oneri finanziari

Riportiamo nella seguente tabella il dettaglio degli oneri e proventi finanziari relativi al primo semestre 2023 ed il relativo confronto con l'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Proventi (Oneri) finanziari	1° semestre 2023	1° semestre 2022
<u>Proventi finanziari</u>		
Altri proventi finanziari	42	14
Totale proventi finanziari	42	14
<u>Oneri finanziari</u>		
Interessi passivi su finanziamenti a m/l termine	(1.547)	(1.011)
Interessi passivi su finanziamenti a breve termine	(574)	(322)
Oneri finanziari per attualizzazione fondi	(2.867)	(1.395)
Commissioni su finanziamenti	(436)	(460)
Oneri finanziari da derivati su <i>commodities</i>	(5)	(22)
Oneri finanziari per <i>lease</i>	(34)	(37)
Altri oneri finanziari	(104)	(91)
Totale oneri finanziari	(5.567)	(3.338)
Utili (perdite) su cambi	(6)	(61)
Proventi (Oneri) finanziari netti	(5.531)	(3.385)

Gli oneri finanziari hanno registrato un incremento complessivo pari ad Euro 2.229 a causa del consistente aumento dei tassi di interesse nel periodo in esame. La voce "*Interessi passivi su finanziamenti a m/l termine*" include l'impatto delle coperture sul tasso di interesse consuntivate nel periodo (proventi per Euro 376 nel primo semestre 2023, contro oneri per Euro 32 nel primo semestre 2022). La voce "*Oneri finanziari per attualizzazione fondi*" si è incrementata principalmente per effetto dell'aggiornamento dei parametri

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

finanziari prospettici applicati nel primo semestre 2023, in correlazione all'aumento del tasso d'inflazione e dei tassi di interesse.

25. 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.

Imposte differite attive	30 giugno 2023	31 dicembre 2022
Imposte differite attive, relative a:		
Fondo svalutazione crediti	441	452
Fondo per benefici ai dipendenti	-	13
Fondo abbandono	26.733	27.013
Ammortamenti civilistici eccedenti	5.182	4.964
Svalutazioni civilistiche eccedenti	5.094	5.094
Fair value derivati in <i>hedge accounting</i>	58	827
Altro	181	705
Totale imposte differite attive	37.689	39.068
Passività per imposte differite		
Passività per imposte differite, relative a:		
Plusvalore delle concessioni di coltivazione e degli impianti E&P	(8.260)	(9.038)
Plusvalore delle concessioni di distribuzione	(2.634)	(2.694)
Fair value derivati in <i>hedge accounting</i>	(231)	(1.517)
Altro	(470)	(617)
Totale passività per imposte differite	(11.595)	(13.866)

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

	Credito per imposte anticipate	Passività per imposte differite
Saldo al 1° gennaio 2023	39.068	(13.866)
Accantonamenti	326	(15)
Utilizzi	(925)	991
Altre variazioni incluse nel conto economico complessivo	(780)	1.295
Saldo al 30 giugno 2023	37.689	(11.595)

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 2023	31 dicembre 2022
Crediti per imposte correnti	11	52
Debiti per imposte correnti - imposta sostitutiva	-	(2.016)
Debiti per imposte correnti - contributo di solidarietà Italia	(8.866)	(8.818)
Debiti per imposte correnti - contributo di solidarietà Romania	-	(21.567)
Debiti per imposte correnti	(4.963)	(5.640)
Totale crediti e (debiti) per imposte sul reddito	(13.818)	(37.989)

Si segnala che il Gruppo ha provveduto al versamento nel mese di giugno 2023 della terza ed ultima rata annuale dell'imposta sostitutiva del 3% dovuta per il riallineamento dei valori fiscali ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni immateriali e materiali, in applicazione dell'art. 110, comma 8 del cd. Decreto Agosto n. 104/2020.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Il contributo di solidarietà italiano previsto dalla legge di Bilancio 2023 è stato rideterminato in Euro 8.866 e versato dopo la chiusura del primo semestre 2023, nei primi giorni del mese di luglio.

Con la legge n. 119 del 12 maggio 2023, invece, è stato riformato il regime del contributo di solidarietà in Romania per le imprese attive nell'estrazione di greggio, gas naturale e carbone, nonché nella raffinazione, quale introdotto con l'Ordinanza Governativa d'Urgenza n. 186 del 28 dicembre 2022. Con tale riforma, sono escluse dal contributo le imprese che non hanno prodotto idrocarburi nel periodo compreso tra il 2018 e il 2021. Quindi, la società controllata Gas Plus Dacia S.r.l. non rientra più tra i soggetti tenuti al versamento del contributo di solidarietà, avendo avviato la propria attività produttiva in Romania a decorrere dalla metà del giugno 2022. Alla luce di tale modifica normativa, è stato cancellato il debito tributario iscritto al 31 dicembre 2022 tra i debiti per imposte correnti ed inclusa tra le imposte sul reddito la relativa componente positiva non ricorrente per complessivi Euro 21.634.

Infine, si riporta il dettaglio delle imposte sul reddito relativo al primo semestre 2023 ed il relativo confronto con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Imposte sul reddito dell'esercizio	1° semestre 2023	1° semestre 2022
Risultato ante imposte	25.075	1.531
Imposte correnti	(7.261)	(372)
Provento per insussistenza contributo di solidarietà Romania	21.634	-
Contributo straordinario caro bollette 2022	-	(8.058)
Imposte differite	377	(41)
Totale imposte sul reddito dell'esercizio	14.750	(8.471)
Aliquota effettiva d'imposta (tax rate)	(58,82%)	553,30%

Nel primo semestre 2022, le imposte sul reddito includevano componenti negativi per Euro 8.508 relativi al c.d. "contributo straordinario contro il caro bollette" dovuto dalle società della *Business Unit E&P Italia* per cui non era prevista alcuna deducibilità ai fini delle imposte sui redditi.

26. 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 eliminate nel 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. Di seguito sono riepilogati i saldi patrimoniali al 30 giugno 2023 ed al 31 dicembre 2022 ed i saldi economici derivanti dalle operazioni effettuate nel corso del primo semestre 2023 e 2022 con parti correlate, individuate secondo quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 24.

Parti correlate		Crediti commerciali	Debiti commerciali	Debiti finanziari	Altri debiti
Controllanti	2023	1	-	-	(1.660)
	2022	1	-	-	-
Altre parti correlate	2023	11	(3)	(1.215)	-
	2022	6	(28)	(1.422)	-

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

Parti correlate		Ricavi delle vendite	Costi per servizi	Oneri finanziari
Controllanti	2023	1	-	-
	2022	1	-	-
Altre parti correlate	2023	2	(2)	(7)
	2022	2	(1)	(10)

La voce altri debiti verso controllanti include esclusivamente il dividendo spettante alla società controllante Us.Fin. S.r.l. alla luce della delibera del 29 giugno 2023 dell'Assemblea degli Azionisti. Tale dividendo è stato erogato nel mese di agosto 2023.

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 510 Euro e debiti finanziari a medio lungo termine per 705 Euro, riferiti a contratti di affitto aventi ad oggetto i complessi immobiliari destinati alle sedi operative e agli uffici del Gruppo. Nel primo semestre 2023, il Gruppo ha versato canoni contrattuali per complessivi 263 Euro.

Compensi maturati dai componenti degli organi di amministrazione

Gli Amministratori del Gruppo hanno maturato nel primo semestre del 2023 compensi per Euro 250 (come nel primo semestre 2022).

27. Strumenti e rischi finanziari

Strumenti finanziari

Di seguito si riporta un riepilogo degli strumenti finanziari posseduti dal Gruppo al 30 giugno 2023 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							
Fair value	212	-	-	212	-	212	212
Altre attività non correnti	8.262	759	-	-	7.503	8.262	8.262
<i>Totale Attivo non corrente</i>	<i>8.474</i>	<i>759</i>	<i>-</i>	<i>212</i>	<i>7.503</i>	<i>8.474</i>	<i>8.474</i>
Fair value	772	-	-	772	-	772	772
Crediti commerciali	18.129	18.129	-	-	-	18.129	18.129
Crediti vs. altri	8.589	8.589	-	-	-	34.255	8.589
Disponibilità liquide	32.012	32.012	-	-	-	32.012	32.012
<i>Totale Attivo corrente</i>	<i>59.502</i>	<i>58.730</i>	<i>-</i>	<i>772</i>	<i>-</i>	<i>85.168</i>	<i>59.502</i>
Totale Attivo	67.976	59.489	-	984	7.503	93.642	67.976

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

	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	40.824	-	-	-	40.824	40.824	40.824
Debiti finanziari per <i>lease</i>	2.534	-	-	-	2.534	2.534	2.534
Debiti vs. altri	2.373	-	-	2.373	-	2.373	2.373
<i>Totale Passivo non corrente</i>	<i>45.731</i>	-	-	<i>2.373</i>	<i>43.358</i>	<i>45.731</i>	<i>45.731</i>
Debiti finanziari	38.122	-	-	15.098	23.024	38.122	38.122
Fair value	371	-	371	-	-	371	371
Debiti finanziari per <i>lease</i>	1.002	-	-	-	1.002	1.002	1.002
Debiti commerciali	26.910	-	-	26.910	-	26.910	26.910
Debiti vs. controllanti	1.660	-	-	-	-	1.660	1.660
Debiti vs. altri correnti	14.880	-	-	14.880	-	22.308	14.880
<i>Totale Passivo corrente</i>	<i>82.945</i>	-	<i>371</i>	<i>56.888</i>	<i>24.026</i>	<i>90.373</i>	<i>82.945</i>
Totale Passivo	126.498		371	57.083	67.384	136.104	128.676

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.

Garanzie e fidejussioni

Al 30 giugno 2023 il Gruppo ha in essere fidejussioni a favore di terzi per complessivi 10,2 milioni di euro, principalmente composte da:

- fidejussioni per l’acquisto della società Rete Gas Fidenza S.r.l. per 4,2 milioni di euro;
- fidejussioni per adempimento di imposta di consumo ed addizionale regionale per 2,2 milioni di euro;
- fidejussioni per trasporto e stoccaggio strategico gas per 2,0 milioni di euro;
- fidejussioni per garanzia esecuzione lavori di sviluppo o di ripristino nelle concessioni di coltivazione per 0,9 milioni di euro;
- fidejussioni a favore di società di distribuzione gas metano a garanzia del rispetto dei propri obblighi contrattuali per 0,3 milioni di euro;
- fidejussioni a favore di alcuni enti locali per il servizio di gestione della distribuzione di gas metano per 0,5 milioni di euro;
- altre tipologie di fidejussioni per 0,1 milioni di euro.

Gestione del rischio

Qui di seguito si segnalano le principali operazioni avvenute nel primo semestre 2023 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 2022.

Rischio di credito

Come già segnalato nella precedente nota n. 16, *Debiti finanziari correnti e non correnti*, il Gruppo ha in essere con Intesa Sanpaolo un’operazione di cartolarizzazione del proprio portafoglio crediti della Business Unit *Retail*, per un ammontare massimo di 20 milioni di Euro, con plafond rotativo. Nel corso del semestre il relativo contratto è stato rinnovato sino al mese di aprile del 2028.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

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 Business Unit E&P. Come già segnalato nella precedente nota n. 16, *Debiti finanziari correnti e non correnti*, il Gruppo ha regolarmente rimborsato tutte le rate dei finanziamenti in essere secondo scadenze contrattuali previste.

I flussi finanziari relativi al contratto di Finanziamento ISP-Banco BPM sono soggetti al rispetto di parametri finanziari (*financial covenants*) da verificarsi semestralmente. Per una descrizione ed un'analisi di tali *covenants* si faccia riferimento a quanto riportato nella nota n. 16, *Debiti finanziari correnti e non correnti*.

Al 30 giugno 2023 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*;
- 14,6 milioni di Euro per le linee di credito sottoscritte con Intesa Sanpaolo e Banco BPM sulla base delle disposizioni del Decreto Liquidità (D.L. n. 23 del 8 aprile 2020);
- 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 milioni di Euro per linee di credito factor;
- 16,5 milioni di Euro per la linea a medio lungo termine del Finanziamento ISP-Banco BPM, interamente erogata;
- 32,9 milioni di Euro per la linea Capex del Finanziamento ISP-Banco BPM, interamente erogata;
- 15 milioni di Euro per linea Finanziamento Revolving Banco BPM utilizzabile per cassa, interamente erogata al 30 giugno 2023;
- 21,3 milioni di Euro per linea promiscua a copertura variazioni di *fair value* sui derivati;
- 25 milioni di Euro per la linea rischi di sostituzione derivanti da operazioni su *commodity*;
- 3 milioni di Euro per linea rischi di sostituzione derivanti da operazioni su tassi;
- 0,2 milioni di Euro per carte di credito aziendali e Viacard.

Rischio tasso di interesse

Per la copertura del suddetto rischio, relativamente al contratto di finanziamento ISP-Banco BPM, la Società ha stipulato i contratti di *Interest Rate Swap* per l'80% della linea a medio e lungo termine e per il 65% degli utilizzi della linea "Capex" effettuati nel secondo semestre 2019 e nel secondo semestre 2020. Tali contratti soddisfano i criteri per il trattamento in *hedge accounting* ai fini contabili.

Rischio di mercato

Per mitigare il rischio di oscillazione del prezzo di mercato del gas e del petrolio, il Gruppo ha in essere ed ha stipulato nel corso del primo semestre 2023 una serie di contratti derivati di copertura su *commodities*.

Tutti i contratti ancora in essere al 30 giugno 2023 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 2023, il Gruppo non ha in essere nessuno specifico contratto derivato per la copertura del rischio di cambio.

Gruppo GAS PLUS

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023

Importi in migliaia di euro, salva diversa indicazione

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 2022.

Qui di seguito, si evidenzia la classificazione IFRS 7 per gli strumenti finanziari posseduti dal Gruppo al 30 giugno 2023:

	Totale di bilancio	Livello 1	Livello 2	Livello 3
ATTIVO				
<i>Attività finanziarie al fair value rilevato nel conto economico complessivo</i>				
Azioni	7.503	-	-	7.503
Contratti derivati su <i>commodities</i>	2	-	2	-
Contratti <i>interest rate swap</i>	982	-	982	-
PASSIVO				
<i>Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo</i>				
Contratti derivati su <i>commodities</i>	371	-	371	-

Nel semestre chiuso al 30 giugno 2023, 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.

Tecniche di valutazione

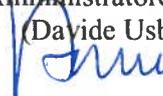
Le attività finanziarie disponibili per la vendita sono investimenti in azioni di società non quotate, attive nel settore della distribuzione del gas ed *utilities*. La valutazione al *fair value* di tali attività, classificate tra gli strumenti finanziari di livello 3, è stata effettuata con il metodo del patrimonio netto rettificato tenendo conto del *fair value* degli impianti di distribuzione della società partecipata, pari ad un valore prossimo alla stima del valore industriale dei relativi impianti di distribuzione gas posseduti.

28. 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 2023.

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 2023.

2. L'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2023 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:

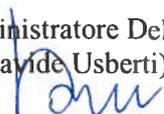
3.1 il bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2023:

- 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.

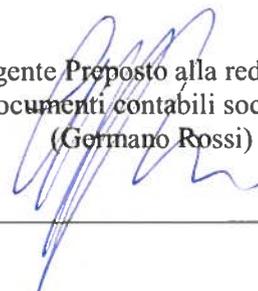
3.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Milano, 7 settembre 2023

L'Amministratore Delegato
(Davide Usberti)



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



RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

**Agli Azionisti di
Gas Plus S.p.A.**

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dalla situazione patrimoniale finanziaria consolidata semestrale, dal conto economico consolidato semestrale, dal conto economico complessivo consolidato semestrale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato semestrale, dal rendiconto finanziario consolidato semestrale e dalle relative note esplicative di Gas Plus S.p.A. (di seguito anche “Società”) e delle sue controllate (di seguito anche “Gruppo Gas Plus”) al 30 giugno 2023. 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) 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 2023 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.



Matteo Ogliari
Socio

Milano, 11 settembre 2023