



San Donato Milanese
28 luglio 2023

Sede legale,
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06598.21
www.eni.com

Eni: risultati del secondo trimestre e del semestre 2023

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

I Trim. 2023			II Trim.			I Sem.		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
81,27	Brent dated	\$/barile	78,39	113,78	(31)	79,83	107,59	(26)
1,073	Cambio medio EUR/USD		1,089	1,065	2	1,081	1,093	(1)
606	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl mc	395	1.032	(62)	500	1.037	(52)
11,2	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	6,6	17,2	(62)	8,9	8,2	9
1.656	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.611	1.586	2	1.633	1.623	1
	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni						
2.789	E&P		2.066	4.867	(58)	4.855	9.248	(48)
1.372	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		1.087	(14)	..	2.459	917	168
154	Sustainable Mobility, Refining e Chimica		87	1.104	(92)	241	1.013	(76)
186	Plenitude & Power		165	140	18	351	325	8
140	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(24)	(256)		116	(471)	
4.641			3.381	5.841	(42)	8.022	11.032	(27)
340	Proventi (oneri) da partecipazioni e finanziari		292	382	(24)	632	423	49
4.981	Utile (perdita) ante imposte adjusted		3.673	6.223	(41)	8.654	11.455	(24)
2.907	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		1.935	3.808	(49)	4.842	7.078	(32)
0,86	per azione - diluito (€)		0,57	1,07		1,43	1,98	
2.388	Utile (perdita) netto ^{(a)(b)}		294	3.815	(92)	2.682	7.398	(64)
0,70	per azione - diluito (€)		0,08	1,07		0,78	2,07	
5.291	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		4.232	5.191	(18)	9.523	10.797	(12)
2.982	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.443	4.183	6	7.425	7.281	2
2.214	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(c)		2.597	1.822	43	4.811	3.439	40
7.796	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.215	7.872	4	8.215	7.872	4
55.553	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.528	52.012	7	55.528	52.012	7
0,14	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,15	0,15		0,15	0,15	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure.

(b) Di competenza azionisti Eni.

(c) Esclude acquisizioni del controllo di business o di quote di minoranza ed altri item non organici.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2023 (non oggetto di audit). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

“Nel secondo trimestre 2023 Eni ha ottenuto eccellenti risultati operativi e finanziari in un contesto di mercato meno favorevole. Sottolineiamo questa resilienza dopo che Eni, nel precedente e ben più positivo scenario, era stata in grado di coglierne al meglio le opportunità. Oltre ad aver raggiunto traguardi finanziari positivi, Eni ha realizzato importanti progressi nella attuazione della propria strategia in tutti i settori di attività. L'utile operativo adjusted del secondo trimestre, pari a €3,4 mld e che sale a €4,2 mld includendo il contributo delle JV/collegate, è stato trainato dai solidi risultati di una E&P in crescita e da un'altra eccellente performance di GGP. Mentre lo scenario di mercato ha condizionato la raffinazione e la chimica, Sustainable Mobility e Plenitude continuano a registrare crescita di utili e di capacità in linea con il piano e nonostante le volatili condizioni esterne. Il flusso di cassa adjusted è stato rilevante, pari a €4,2 mld, ben superiore alle esigenze di finanziamento degli investimenti di €2,6 mld. Nel primo semestre 2023, anche scontando il fabbisogno del capitale circolante, abbiamo ottenuto circa €3 mld di flusso di cassa discrezionale, in grado di coprire quasi per intero l'esborso per il dividendo 2023. Le iniziative di trasformazione strategica che stiamo implementando stanno portando benefici ai nostri risultati, e il 2023 ha registrato ulteriori significativi avanzamenti. Oltre a espandere la nostra capacità di bioraffinazione con la JV di Chalmette negli Stati Uniti e all'acquisizione di Novamont nella chimica verde, a giugno abbiamo annunciato l'acquisizione di Neptune Energy. Il portafoglio di Neptune, focalizzato sul gas, complementare a livello geografico/operativo a quello Eni e a ridotto profilo di emissioni operative, rappresenta una eccezionale combinazione rispetto ai nostri obiettivi di medio/lungo termine, e comporterà significativi benefici operativi e finanziari. Ciascuna delle nostre iniziative strategiche contribuirà al conseguimento di quella forte progressione verso i risultati di cui ci siamo dati obiettivo nel piano. Considerando l'andamento del primo semestre e il chiaro progresso dei nostri settori di attività, che porta a un miglioramento nella previsione dei risultati ad anno intero, si confermano i solidi fondamentali sulla cui base corrispondere a settembre la prima rata trimestrale del dividendo annuo di €0,94 per azione, aumentato rispetto all'esercizio precedente, nonché proseguire il programma di riacquisto di azioni da €2,2 mld avviato a maggio.”

Highlight finanziari del secondo trimestre 2023

- L'utile ante imposte adjusted del secondo trimestre 2023 pari a €3,7 mld nonostante registri una flessione del 41%, rappresenta un risultato molto robusto considerata la contrazione del 30% del prezzo del Brent e i prezzi del gas naturale e i margini di raffinazione in calo di oltre il 60%. In particolare, l'utile operativo proforma adjusted che integra i margini operativi delle società all'equity risulta pari a €4,2 mld rispetto a €7 mld del trimestre 2022. Questa performance riflette la resilienza degli utili di E&P, comprensivi di una produzione in crescita, un risultato di GGP ancora molto solido, nonché i contributi di Sustainable Mobility e Plenitude.
- Nel secondo trimestre 2023 E&P ha conseguito l'utile operativo adjusted di €2,1 mld, condizionato dall'indebolimento dei prezzi di realizzo e dal deconsolidamento delle attività in Angola che influenza la comparabilità dei risultati rispetto al 2022. Includendo il contributo delle società all'equity, l'utile operativo proforma del secondo trimestre 2023 ammonta a €2,8 mld, con una riduzione del 52%, e risente di maggiori costi esplorativi. Il risultato del primo semestre 2023 è stato di €4,9 mld (rispetto ai €9,3 mld del primo semestre 2022). La produzione del trimestre è aumentata del 2% rispetto al 2022.
- GGP ha registrato l'utile operativo adjusted di €1,1 mld nel secondo trimestre 2023, rispetto al sostanziale pareggio dello stesso periodo dell'anno precedente, che comporta un ottimo risultato progressivo di €2,5 mld nel primo semestre. Il risultato del secondo trimestre è stato trainato principalmente dai connaturati benefici derivanti da meccanismi contrattuali di aggiornamento, rinegoziazioni e accordi relativi a periodi precedenti che sono tipici del settore di attività. Inoltre, in un mercato ancora caratterizzato da moderate volatilità e opportunità di arbitraggio, la continua ottimizzazione degli asset e l'attività di trading hanno contribuito alla performance del trimestre.
- Eni Sustainable Mobility, operativa dal 1° gennaio 2023, ha conseguito l'utile operativo adjusted di €0,20 mld, in leggera variazione rispetto al secondo trimestre 2022 (€0,34 mld nel primo semestre 2023, +38%).
- Il business Refining ha registrato una perdita operativa adjusted di €0,05 mld nel secondo trimestre 2023 rispetto all'utile di €0,76 mld nello stesso trimestre 2022 (un utile operativo di €0,08 mld nel primo semestre 2023), influenzata dal ridimensionamento dello scenario con un SERM in calo a 6,6 \$/bbl (da 17,2 \$/bbl nel secondo trimestre 2022). Il risultato ha risentito dell'andamento di alcune variabili di scenario non integralmente catturate dal SERM, quali la minore esposizione ai costi energetici indicizzati al prezzo del gas naturale, i differenziali dei greggi, nonché attività di manutenzione presso alcune importanti unità di conversione.
- Il settore Plenitude & Power ha conseguito solidi risultati con un utile operativo adjusted di €0,17 mld (+18% rispetto al secondo trimestre 2022; €0,35 mld nel primo semestre, +8% rispetto al periodo di confronto) sostenuto dal positivo andamento dell'attività retail, dalla crescita della capacità rinnovabile e della produzione di energia rinnovabile e dalle ottimizzazioni nel business della generazione termoelettrica. Plenitude ha conseguito l'EBITDA proforma adjusted di €0,47 mld nel primo semestre 2023, proporzionalmente più elevato rispetto alla previsione annuale di oltre €0,7 mld, riflettendo in parte la stagionalità del business.
- Versalis ha risentito dell'eccezionale rallentamento della domanda in tutti i segmenti di mercato e della continua pressione competitiva dai flussi d'importazione, determinando una perdita di €0,07 mld nel secondo trimestre 2023 (perdita di €0,18 mld nel primo semestre 2023).
- L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni del secondo trimestre 2023 è stato di €1,94 mld, condizionato dal più debole scenario, ma con un significativo effetto compensativo dato dalla prestazione industriale. Il tax rate adjusted del Gruppo, che non include contributi straordinari nazionali, è stato inferiore al 50% nonostante l'impatto dell'imposta sugli utili del settore energetico nel Regno Unito "UK Energy Profit Levy". Nel primo semestre 2023, l'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è stato di €4,84 mld.
- Nel secondo trimestre 2023, il flusso di cassa da attività operativa adjusted ante working capital al costo di rimpiazzo di €4,2 mld ha ampiamente finanziato gli esborsi per gli investimenti organici (€2,6 mld) e i dividendi (€0,7 mld). Nel primo semestre 2023, il flusso di cassa adjusted è stato pari a €9,5 mld, generando un free cash flow organico pari a €3 mld.

- Le attività di portafoglio di circa €1,2 mld hanno riguardato il pagamento della prima tranche del prezzo dell'acquisizione della bio-raffineria St. Bernard di Chalmette, asset a gas in Algeria e asset del business delle rinnovabili. Nel primo semestre il pagamento dei dividendi è stato di €1,5 mld e l'acquisto di azioni proprie di €0,4 mld.
- Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la distribuzione della prima delle quattro tranches (per un totale di €0,94 di dividendo annuo) del dividendo per l'esercizio 2023 di €0,24 per azione in circolazione alla data di stacco cedola del 18 settembre 2023, con data di pagamento 20 settembre 2023, come deliberato dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023.
- L'indebitamento finanziario netto ex-IFRS 16 al 30 giugno 2023 è pari a €8,2 mld; il leverage è pari a 0,15 (0,13 al 31 dicembre 2022).
- A seguito dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023, relativa ad un nuovo programma di acquisto di azioni proprie per un esborso di €2,2 mld fino a un massimo di €3,5 mld nell'anno, è stato avviato a fine maggio il programma di buyback 2023. Alla data del 21 luglio 2023 sono state acquistate 45 mln di azioni per un esborso di €588 mln.

Principali sviluppi di business

Acquisizione di Neptune Energy

- Eni e la sua collegata Vår Energi ASA hanno firmato un accordo per l'acquisizione di Neptune, società indipendente leader nell'esplorazione e produzione di gas a livello globale, con attività focalizzate sul gas a contenute emissioni, nonché diversi progetti nella cattura della CO₂. Eni acquisirà un portafoglio di attività che presenta una forte complementarità a livello operativo e strategico con il proprio, rafforzando la presenza in aree geografiche chiave, come Regno Unito, Algeria, Indonesia e Australia. Vår consoliderà la sua posizione in Norvegia. L'operazione, del valore di \$4,9 mld, di cui \$2,6 mld acquisiti da Eni e \$2,3 mld da Vår, incrementerà il plateau di produzione di Eni di oltre 100 mila boe/g, includendo la quota Eni in Vår, con volumi a costo competitivo e a contenute emissioni che sosterranno la strategia del Gruppo con l'obiettivo di incrementare la quota di produzione di gas naturale e di accelerare la transizione, migliorando al contempo la sicurezza delle forniture energetiche all'Europa. Il closing dell'operazione, i cui effetti economici sono retroattivi al 1° gennaio 2023, è previsto all'inizio del 2024, subordinatamente alla finalizzazione delle procedure antitrust e ad altre condizioni sospensive, e sarà immediatamente accrescitiva degli utili e del flusso di cassa di Eni, grazie anche alle sinergie previste di almeno \$0,5 mld.

Exploration & Production

- Nel primo semestre 2023, il portafoglio riserve è stato incrementato di circa 360 mln di boe di nuove risorse, grazie soprattutto alle scoperte nell'offshore di Egitto, Congo e Messico.
- In aprile, la FPSO Firenze è salpata da Dubai per raggiungere il giacimento di Baleine in Costa d'Avorio. La FPSO, che al momento dell'ormeggio sarà ribattezzata Baleine, è stata ristrutturata e potenziata per aumentare la sua capacità di lavorazione fino a 15.000 bl/g di olio e circa 25 mmcf/g di gas associato.
- A giugno, Eni ha firmato con Perenco l'accordo per la vendita della partecipazione in diversi permessi in Congo. Il corrispettivo della transazione è di circa \$300 mln. Il closing è soggetto all'autorizzazione delle autorità locali e regolatorie competenti.
- A luglio, Eni ha acquisito gli asset in produzione e sviluppo di Chevron nell'offshore dell'Indonesia. L'operazione consentirà a Eni di accelerare lo sviluppo dei progetti in corso nell'area e l'integrazione con gli asset di Neptune Energy. Questa acquisizione è in linea con la strategia di transizione energetica di Eni, per aumentare la quota di produzione di gas naturale al 60% entro il 2030. La chiusura della transazione è soggetta alle approvazioni governative e regolatorie.

Global Gas & LNG Portfolio

- In aprile Eni e SPP, il principale fornitore di energia della Slovacchia, hanno firmato un accordo di cooperazione commerciale nel settore del gas e del GNL relativo a possibili iniziative nel trading e nella gestione delle capacità di rigassificazione e trasporto per garantire e rafforzare la fornitura di gas naturale alla Repubblica Slovacca.

- In aprile Eni ha inaugurato il progetto Congo LNG, il primo progetto di liquefazione del gas naturale del Paese e una delle principali iniziative di Eni per la diversificazione delle forniture. Lo start-up del progetto è atteso prima della fine dell'anno ed è previsto raggiungere una capacità produttiva complessiva di GNL di 3 mln di tonnellate all'anno (circa 4,5 mld di metri cubi all'anno) a partire dal 2025.
- A maggio Eni ha consegnato il primo carico di GNL proveniente dall'impianto di liquefazione egiziano di Damietta nel nuovo terminale di rigassificazione di Snam a Piombino, Toscana. A luglio è avvenuta la consegna del primo carico proveniente dall'impianto di Betihoua in Algeria.

Sustainable Mobility, Refining e Chimica

- A giugno, Eni Sustainable Mobility Spa e PBF Energy Inc. (PBF) hanno finalizzato la joint venture paritetica in St. Bernard Renewables LLC (SBR), una bioraffineria operativa co-locata con la Raffineria di Chalmette di PBF in Louisiana (USA). La bioraffineria è entrata in esercizio con una capacità di lavorazione di circa 1,1 mln di tonnellate/anno di materie prime, con capacità di pretrattamento complete. Produrrà principalmente HVO Diesel utilizzando il processo Ecofining™ sviluppato da Eni in collaborazione con Honeywell UOP.
- In aprile, Versalis, che attualmente possiede una partecipazione del 36% in Novamont, ha perfezionato un accordo per l'acquisto del rimanente 64% nelle mani dell'altro azionista Mater-Bi. Il closing dell'operazione è soggetto alle consuete condizioni sospensive.
- A maggio, Kenya Airways ha effettuato il suo primo volo con il SAF (Sustainable Aviation Fuel) di Eni Sustainable Mobility. Il carburante convenzionale JetA1 è miscelato con Eni Biojet prodotto dalla raffineria di Livorno attraverso la distillazione delle bio-componenti prodotte nella bioraffineria di Gela.

Plenitude & Power

- A maggio la Commissione Europea e Cassa Depositi e Prestiti hanno assegnato a Be Charge oltre €100 mln per la realizzazione, entro il 2025, di una rete di oltre 2.000 punti di ricarica "ultraveloci", con una potenza minima di 150 kW, lungo le principali direttrici di trasporto europee di otto paesi.
- A giugno Plenitude, attraverso la sua controllata Be Charge, ha definito un accordo con Ikea per l'installazione di 250 stazioni di ricarica di ultima generazione all'interno delle aree di parcheggio dei negozi e dei centri commerciali Ikea in tutto il territorio nazionale.
- A giugno è entrato in funzione il primo impianto di batterie di dimensioni utility-scale di Plenitude, realizzato ad Assemini (Cagliari). L'impianto, con una capacità installata di 15 MW e una capacità di accumulo di energia di 9 MWh, è stato realizzato con moduli di batteria basati sulla tecnologia del litio ferro fosfato (LFP).
- A giugno Eni e KazMunayGas (KMG) hanno annunciato un progetto congiunto per una centrale ibrida rinnovabili-gas da 250 MW a Zhanaozen, nella regione di Mangystau. Il progetto, il primo del suo genere nel Paese, comprende una centrale solare, una centrale eolica e una centrale a gas per la produzione e la fornitura di energia elettrica stabile e a basse emissioni di carbonio alle filiali di KMG nella zona.
- A giugno Eni Plenitude SpA SB ha finalizzato l'acquisizione da Helios UK (Spain) Ltd di un portafoglio di due impianti fotovoltaici con una capacità totale di 96,4 MWp nella regione spagnola di Albacete.
- A luglio GreenIT, JV di Plenitude e CDP Equity, ha firmato un accordo con Hive Energy Limited e SunLeonard Energy Limited per sostenere lo sviluppo di quattro progetti fotovoltaici con una capacità totale fino a 200 MW. I nuovi siti saranno sviluppati in Puglia, Sicilia e Lazio sfruttando la tecnologia agrivoltaica, installando strutture sopraelevate.

Decarbonizzazione e Sostenibilità

- A maggio, Eni ha firmato un Memorandum di intenti con il Governo della Repubblica di Guinea Bissau per esplorare potenziali aree di collaborazione nell'esplorazione, nelle soluzioni climatiche basate sulla natura e sulla tecnologia, nell'agricoltura, nella sostenibilità e nella salute. Altre aree di collaborazione includono la valutazione del potenziale esplorativo dell'area offshore del Paese.
- A maggio, Eni ha firmato un Memorandum d'intesa con Sonangol per valutare possibili iniziative congiunte nei settori della transizione energetica, incluse le filiere agroindustriali per la produzione di carburanti a basso contenuto di carbonio e la valorizzazione delle biomasse per applicazioni agroindustriali e materiali critici.

- A giugno, Eni ha firmato un Memorandum d'intesa con la Libia per valutare opportunità di riduzione delle emissioni di gas serra e di sviluppo dell'energia sostenibile nel Paese. Secondo i termini del memorandum, Eni lavorerà alla riduzione delle emissioni di CO₂ attraverso la riduzione del gas flaring di routine, delle emissioni fuggitive e del venting, oltre a possibili progetti per la riduzione delle emissioni dei settori "hard-to-abate".

Outlook 2023

Il Gruppo ha definito le seguenti previsioni operative e finanziarie riviste per l'esercizio 2023:

- E&P: produzione di idrocarburi confermata la guidance di 1,63-1,67 mln di boe/g per il 2023 allo scenario Eni di 80 \$/barile. Nel terzo trimestre 2023 la produzione è prevista a circa 1,63 mln di boe/g.
- E&P: confermato l'obiettivo esplorativo di 700 mln di boe di nuove risorse.
- GGP: rivista al rialzo la guidance sull'EBIT adjusted nell'intervallo €2,7 mld - €3,0 mld nell'anno, rispetto alla previsione di €2 mld - €2,2 mld.
- Plenitude & Power: EBITDA proforma adjusted di Plenitude rivisto al rialzo a circa €0,8 mld rispetto alla precedente guidance superiore a €0,7 mld.
- Sustainable Mobility, Refining e Chimica: EBITDA proforma adjusted di Sustainable Mobility confermato a oltre €0,9 mld. EBIT proforma adjusted del downstream atteso a €0,8 mld, in calo rispetto a €1 mld - €1,1 mld, per effetto delle condizioni di mercato non catturate dal margine di riferimento SERM.
- Risultati consolidati: confermato l'EBIT adjusted a €12 mld nonostante il peggioramento dello scenario¹, con un aumento della prestazione industriale di circa €2 mld. Alle assunzioni peggiorative di scenario, il flusso di cassa² è atteso nell'intervallo €15,5 mld - €16 mld, riflettendo analogamente il miglioramento della prestazione industriale.
- Investimenti di Gruppo: attesi inferiori a €9 mld, in riduzione rispetto alla precedente previsione di €9,2 mld e a quella iniziale di €9,5 mld, beneficiando di continue azioni di ottimizzazione e di efficienza.
- Leverage: previsto entro l'intervallo dichiarato di 0,1-0,2.
- Remunerazione degli azionisti: il dividendo 2023 di €0,94 per azione è stato approvato dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023. La prima tranche trimestrale di €0,24 per azione sarà messa in pagamento il 20 settembre 2023³. Il piano di acquisto di azioni proprie approvato dalla stessa Assemblea per un ammontare di €2,2 mld fino ad un massimo di €3,5 mld è stato avviato a maggio con completamento atteso entro Aprile 2024.

Le prospettive sopra descritte sono dichiarazioni previsionali basate sulle informazioni ad oggi disponibili e sulle valutazioni del management e sono soggette ai potenziali rischi e incertezze dello scenario (si veda il nostro disclaimer a pagina 18).

¹ Lo scenario aggiornato 2023 è: Brent 80 \$/bbl (da 85 \$/bbl); margine SERM invariato a 8 \$/bbl; prezzo spot del gas PSV 484 €/Kmc (da 529 €/Kmc); tasso di cambio medio EUR/USD 1,08 (invariato).

² Prima della variazione del capitale circolante.

³ Data stacco: 18 settembre 2023; data registrazione: 19 settembre 2023.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

I Trim.			II Trim.			I Sem.		
2023			2023	2022	var %	2023	2022	var %
Produzioni								
780	Petrolio	mgl di barili/g	757	740	2	769	760	1
130	Gas naturale	mln di metri cubi/g	127	126	1	129	129	
1.656	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.611	1.586	2	1.633	1.623	1
Prezzi medi di realizzo ^(a)								
72,86	Petrolio	\$/barile	69,72	104,93	(34)	71,25	99,63	(28)
285	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	249	268	(7)	267	294	(9)
57,24	Idrocarburi	\$/boe	53,31	74,32	(28)	55,25	72,68	(24)

(a) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel secondo trimestre 2023, la **produzione di idrocarburi** è stata in media di 1,61 mln di boe/g (1,63 mln di boe/g nel primo semestre 2023), in aumento del 2% rispetto al secondo trimestre '22 (+1% rispetto al primo semestre '22). La produzione è stata sostenuta dal ramp-up in Mozambico e Messico, dalla maggiore attività in Algeria, che beneficia anche delle acquisizioni, in Kazakhstan a causa di eventi non pianificati verificatisi nello stesso periodo del 2022, nonché in Indonesia e Iraq. Questi aumenti sono stati compensati dalle attività di manutenzione programmata, in particolare in Libia, e dalla minore produzione dovuta al declino dei campi maturi. Nel confronto sequenziale, i fattori stagionali hanno pesato maggiormente, determinando un calo del 3%.
- La **produzione di petrolio** è stata di 757 mila barili/g nel secondo trimestre del '23 (769 mila barili/g nel primo semestre '23), con un aumento del 2% rispetto al secondo trimestre del '22 (+1% rispetto al primo semestre '22). La crescita della produzione in Messico, Kazakhstan e Iraq è stata compensata dalle fermate programmate e dal declino dei campi maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 127 mln di metri cubi/g nel secondo trimestre del '23 (129 mln di metri cubi/g nel primo semestre del '23), con un aumento dell'1% rispetto al secondo trimestre del '22 (invariato rispetto al primo semestre del '22). La crescita della produzione in Algeria, Mozambico, a seguito del ramp-up del progetto Coral Floating LNG e Indonesia, è stata compensata da fermate programmate e dal declino dei campi maturi.

Risultati

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2023		2023	2022	var %	2023	2022	var %
2.702	Utile (perdita) operativo	1.812	4.779	(62)	4.514	9.123	(51)
87	Esclusione special items	254	88		341	125	
2.789	Utile (perdita) operativo adjusted	2.066	4.867	(58)	4.855	9.248	(48)
(18)	di cui: - CCUS e agro-biofeedstock	(12)	(8)		(30)	(16)	
(44)	Proventi (oneri) finanziari netti	(85)	(12)		(129)	(115)	
314	Proventi (oneri) su partecipazioni	351	505		665	884	
180	di cui: - Vår Energi	100	220		280	455	
115	- Azule	178			293		
3.059	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.332	5.360	(56)	5.391	10.017	(46)
(1.537)	Imposte sul reddito	(1.326)	(2.132)	38	(2.863)	(3.869)	26
50,2	tax rate (%)	56,9	39,8		53,1	38,6	
1.522	Utile (perdita) netto adjusted	1.006	3.228	(69)	2.528	6.148	(59)
I risultati includono:							
73	Costi di ricerca esplorativa:	155	92	68	228	160	43
57	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	62	59		119	105	
16	- radiazione di pozzi di insuccesso	93	33		109	55	
1.819	Investimenti tecnici	2.159	1.480	46	3.978	2.551	56

- Nel secondo trimestre 2023, il settore **Exploration & Production** ha registrato un utile operativo adjusted di €2.066 mln, in calo del 58% rispetto al secondo trimestre del 2022 a causa: (i) del calo dei prezzi del petrolio in dollari (marker Brent -31% nel trimestre) e dei prezzi di riferimento del gas in tutte le aree geografiche, che hanno influito negativamente sui prezzi di realizzo della produzione, in particolare in Europa. L'apprezzamento del tasso di cambio USD/EUR (+2%) ha in parte attenuato l'impatto della riduzione dei prezzi, mitigati anche da effetti positivi volume/mix e da azioni di efficienza; (ii) del mancato contributo delle società operative angolane a seguito del loro conferimento nella JV Azule, nel terzo trimestre 2022, i cui risultati sono riconosciuti al di sotto dell'utile operativo. Nel primo semestre 2023 l'utile operativo adjusted è stato di €4.855 mln, in calo del 48% rispetto al primo semestre del 2022, a causa degli stessi driver del secondo trimestre.

L'utile operativo adjusted del settore E&P include i risultati del business CCUS e agro-biofeedstock: una perdita di €12 mln nel secondo trimestre '23 (una perdita di €30 mln nel primo semestre '23). Includendo il contributo delle società all'equity, l'utile operativo proforma del secondo trimestre 2023 ammonta a €2,8 mld, con una riduzione del 52%, e risente di maggiori costi esplorativi.

- Nel secondo trimestre 2023, il settore ha registrato un utile netto adjusted di €1.006 mln, con un calo di circa il 70% rispetto al secondo trimestre del 2022 a causa della più debole performance operativa e dei minori proventi da partecipazioni, in particolare Vår Energi (€280 mln nel primo semestre in calo di €175 mln rispetto allo stesso periodo del 2022). Il tax rate del secondo trimestre '23 aumenta di 17 punti percentuali rispetto al periodo di confronto per effetto: (i) dell'impatto del calo dei prezzi del petrolio e del gas; (ii) dell'impatto dell'imposta sui profitti energetici del Regno Unito, non considerata special item; e (iii) dell'impatto di alcuni costi non deducibili (per esempio le radiazioni di costi esplorativi).

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special item" nella sezione Risultati di gruppo.

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

I Trim.			II Trim.			I Sem.		
2023			2023	2022	var %	2023	2022	var %
606	Prezzo spot del Gas Italia al	€/mgl di metri cubi	395	1.032	(62)	500	1.037	(52)
572	TTF		371	1.011	(63)	471	1.014	(54)
34	Spread PSV vs. TTF		24	20	18	29	23	26
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
7,10	Italia		5,73	6,83	(16)	12,83	16,28	(21)
7,22	Resto d'Europa		4,80	5,98	(20)	12,02	13,91	(14)
0,62	di cui: Importatori in Italia		0,62	0,64	(3)	1,24	1,10	13
6,60	Mercati europei		4,18	5,34	(22)	10,78	12,81	(16)
0,52	Resto del Mondo		0,62	0,57	9	1,14	1,45	(21)
14,84	Totale vendite gas (*)		11,15	13,38	(17)	25,99	31,64	(18)
2,7	di cui: vendite di GNL		2,5	2,4	4	5,2	5,2	

(*) Include vendite intercompany.

- Nel secondo trimestre del 2023 le **vendite di gas naturale** sono state pari a 11,15 mld di metri cubi, in calo del 17% rispetto allo stesso periodo del 2022, principalmente a causa dei minori volumi di gas commercializzati in Italia (-16%). Nei mercati europei i volumi di gas sono diminuiti del 22% per minori vendite nella Penisola Iberica, in Turchia e in Germania. Nel primo semestre 2023 le vendite di gas naturale sono state pari a 25,99 mld di metri cubi, in calo del 18% rispetto allo stesso periodo del 2022, a causa dei minori volumi di gas commercializzati in Italia (-21% rispetto al periodo di confronto) in tutti i segmenti e nei mercati europei (-16% rispetto al primo semestre '22).

Risultati

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2023	(€ milioni)	2023	2022	var %	2023	2022	var %
275	Utile (perdita) operativo	539	(1.083)	..	814	(2.060)	..
1.097	Esclusione special item	548	1.069		1.645	2.977	
1.372	Utile (perdita) operativo adjusted	1.087	(14)	..	2.459	917	..
2	Proventi (oneri) finanziari netti	(3)	(15)		(1)	(20)	
10	Proventi (oneri) su partecipazioni	20	1		30	2	
10	di cui: SeaCorridor	20			30		
1.384	Utile (perdita) ante imposte adjusted	1.104	(28)	..	2.488	899	..
(385)	Imposte sul reddito	(296)	(30)		(681)	(301)	
999	Utile (perdita) netto adjusted	808	(58)	..	1.807	598	..
	Investimenti tecnici	6	6		6	9	(33)

- Nel secondo trimestre 2023 il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito un utile operativo adjusted di €1.087 mln, in sostanziale aumento rispetto allo stesso periodo del 2022. Il risultato del secondo trimestre è stato trainato principalmente dai connaturati benefici derivanti da meccanismi contrattuali di aggiornamento, rinegoziazioni e accordi relativi a periodi precedenti che sono tipici del settore di attività. Inoltre, in un mercato ancora caratterizzato da una moderata volatilità e opportunità di arbitraggio, la continua ottimizzazione degli asset e l'attività di trading hanno contribuito alla performance del trimestre.
- Nel primo semestre '23, l'utile operativo adjusted è stato di €2.459 mln, con un miglioramento di €1.542 mln rispetto allo stesso periodo del 2022.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special item" nella sezione Risultati di gruppo.

Sustainable Mobility, Refining e Chimica

Produzioni e vendite

I Trim. 2023			II Trim.			I Sem.		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
11,2	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	6,6	17,2	(62)	8,9	8,2	9
4,24	Lavorazioni in conto proprio Italia	mIn ton	4,09	4,63	(12)	8,33	8,13	2
2,47	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,61	2,78	(6)	5,07	5,35	(5)
6,71	Totale lavorazioni in conto proprio		6,70	7,41	(10)	13,40	13,48	(1)
77	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	75	90		76	80	
136	Lavorazioni bio	mgl ton	140	144	(3)	276	235	17
54	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	55	56		54	46	
Marketing								
1,75	Vendite rete Europa	mIn ton	1,88	1,87	1	3,64	3,55	3
1,25	Vendite rete Italia		1,32	1,35	(2)	2,58	2,55	1
0,50	Vendite rete resto d'Europa		0,56	0,52	8	1,06	1,00	6
21,5	Quota mercato rete Italia	%	20,9	21,5		21,2	21,7	
1,83	Vendite extrarete Europa	mIn ton	2,13	2,24	(5)	3,97	4,11	(3)
1,42	Vendite extrarete Italia		1,65	1,60	3	3,08	2,92	5
0,41	Vendite extrarete resto d'Europa		0,48	0,64	(25)	0,89	1,19	(25)
Chimica								
0,76	Vendite prodotti chimici	mIn ton	0,82	1,07	(24)	1,58	2,20	(28)
52	Tasso utilizzo impianti	%	55	69		54	69	

- Nel secondo trimestre 2023 il **margin di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin) si è attestato in media a 6,6 \$/barile, rispetto a 17,2 \$/barile nel secondo trimestre 2022 (8,9 \$/barile nel primo semestre 2023, in leggero aumento rispetto a 8,2 \$/barile registrati nel semestre 2022). I margini di raffinazione registrano una significativa riduzione trainata da un forte crollo della domanda per tutti i tipi di prodotti raffinati, in particolare per il gasolio che sconta il rallentamento dell'attività industriale e l'ampia offerta. Il calcolo del SERM è stato inoltre impattato dalla riduzione del costo del gas naturale, che tuttavia non si traduce in migliori margini.
- Nel secondo trimestre 2023 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 4,09 mln di tonnellate, sono in calo del 12% rispetto al secondo trimestre 2022 per effetto dei minori volumi lavorati presso la raffineria di Livorno a seguito di fermate programmate. Su base semestrale le lavorazioni registrano un aumento del 2%. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono in calo del 6% nel secondo trimestre 2023 rispetto al periodo di confronto 2022, a seguito dei minori volumi processati in Germania (in calo del 5% su base semestrale).
- Nel secondo trimestre 2023 i **volumi di lavorazione bio** pari a 140 mila tonnellate registrano un decremento del 3% rispetto all'analogo periodo del 2022: i maggiori volumi lavorati presso la bioraffineria di Gela, a seguito della fermata nel 2022, sono stati più che compensati dalle minori lavorazioni della bioraffineria di Venezia a seguito di fermate programmate. Nel primo semestre 2023, i volumi di lavorazioni bio aumentano del 17% rispetto al periodo di confronto, beneficiando dei maggiori volumi lavorati presso la bioraffineria di Gela.
- Nel secondo trimestre 2023 le **vendite rete in Italia** pari a 1,32 mln di tonnellate sono in riduzione del 2% rispetto al periodo di confronto per effetto delle minori vendite di gasolio, a causa del calo dei consumi, in parte compensate dai maggiori volumi venduti di benzina. Nel primo semestre 2023, le vendite retail si attestano a 2,58 mln di tonnellate, in leggero aumento rispetto al primo semestre 2022).
- Nel secondo trimestre 2023 le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,65 mln di tonnellate sono in aumento rispetto al secondo trimestre 2022 (+3%) a seguito dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel. Positiva la performance nel primo semestre con 3,08 mln di tonnellate nel primo semestre, +5% rispetto al periodo di confronto.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel secondo trimestre 2023 pari a 0,82 mln di tonnellate sono in calo del 24% rispetto al periodo di confronto per effetto della minore domanda e della pressione competitiva. Nel primo semestre 2023, le vendite ammontano a 1,58 mln di tonnellate, in riduzione del 28% rispetto al primo semestre 2022.

- Nel secondo trimestre 2023 il **marginale del cracker** è in calo rispetto allo stesso periodo del 2022. Anche i margini sul polietilene e sugli stirenici hanno riportato una riduzione rispetto al secondo trimestre 2022, a seguito dei ridotti prezzi delle commodity.

Risultati

I Trim. 2023	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
(270)	Utile (perdita) operativo	(305)	1.617	..	(575)	2.279	..
337	Esclusione (utile) perdita di magazzino	190	(625)		527	(1.388)	
87	Esclusione special item	202	112		289	122	
154	Utile (perdita) operativo adjusted	87	1.104	(92)	241	1.013	(76)
138	- Sustainable Mobility	202	222	(9)	340	246	38
125	- Refining	(45)	757	..	80	757	(89)
(109)	- Chimica	(70)	125	..	(179)	10	..
(4)	Proventi (oneri) finanziari netti	(14)	(19)		(18)	(29)	
152	Proventi (oneri) su partecipazioni	70	166		222	218	
151	di cui: ADNOC R>	73	151		224	196	
302	Utile (perdita) ante imposte adjusted	143	1.251	(89)	445	1.202	(63)
(74)	Imposte sul reddito	(51)	(319)	84	(125)	(324)	61
228	Utile (perdita) netto adjusted	92	932	(90)	320	878	(64)
138	Investimenti tecnici	216	139	55	354	231	53

- Nel secondo trimestre 2023, **Sustainable Mobility** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €202 mln, in leggera variazione rispetto all'utile operativo adjusted proforma del secondo trimestre 2022, a seguito della riesposizione dei periodi comparativi 2022 per considerare la costituzione della nuova unità di business operativa dal 1° gennaio 2023. Nel semestre 2023, l'utile operativo adjusted è in aumento del 38%.
- Il business **Refining** ha conseguito una perdita operativa adjusted di €45 mln che si confronta con l'utile operativo adjusted di €757 mln del secondo trimestre 2022 (utile di €80 mln nel primo semestre 2023 che si confronta con l'utile di €757 mln del primo semestre 2022). Il peggioramento del risultato riflette margini di raffinazione sostanzialmente più deboli con il SERM in calo a 6,6 \$/barile (rispetto a 17,2 \$/barile del 2022), ridotti spread dei prodotti non catturati dal SERM, il restringimento dei differenziali greggi leggeri-pesanti, nonché fermate programmate.
- Nel secondo trimestre 2023, il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa adjusted di €70 mln (in riduzione di €195 mln rispetto al secondo trimestre 2022) che riflette il calo della domanda in tutte le attività di business e le incertezze del mercato, che ha frenato le decisioni d'acquisto da parte dei rivenditori, e la continua pressione competitiva dei prodotti provenienti da altre geografie. Nel primo semestre 2023, la perdita operativa adjusted è stata pari a €179 mln (utile operativo adjusted di €10 mln nel primo semestre 2022) a seguito delle eccezionali avverse condizioni di mercato.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special item" nella sezione Risultati di gruppo.

Plenitude & Power

Produzioni e vendite

I Trim. 2023			II Trim.			I Sem.		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
Plenitude								
10,1	Clienti retail/business a fine periodo	mIn pdf	10,1	10,0	1	10,1	10,0	1
2,91	Vendite retail e business gas	mld di metri cubi	0,88	0,95	(8)	3,79	4,37	(13)
4,62	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,19	4,49	(7)	8,81	9,58	(8)
2,324	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	2,465	1,524	62	2,465	1,524	62
56	di cui: - fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)	%	58	58		58	58	
44	- eolico		42	42		42	42	
990	Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	980	662	48	1.970	1.220	62
14,7	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	16,6	8,5	96	16,6	8,5	96
Power								
5,16	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	4,90	5,61	(13)	10,06	11,34	(11)
5,27	Produzione termoelettrica		5,07	4,99	2	10,34	11,06	(7)

- Le **vendite retail e business di gas** di 0,88 mld di metri cubi nel secondo trimestre 2023, in calo dell'8% rispetto allo stesso periodo del 2022 riflettono principalmente minori consumi. Nel primo semestre 2023, le vendite sono state pari a 3,79 mld di metri cubi, in calo del 13%, per effetto dello stesso driver del trimestre.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 4,19 TWh nel secondo trimestre 2023 sono in diminuzione del 7% rispetto allo stesso periodo del 2022, per effetto principalmente dei minori consumi.
- Al 30 giugno 2023, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 2.5 GW, in aumento di circa 1 GW rispetto al 30 giugno 2022, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate in Italia (Gruppo PLT), in Spagna (Boreas e Helios), negli Stati Uniti (Kellam), allo sviluppo organico dei progetti di Brazoria negli Stati Uniti, Cerillares in Spagna e in Kazakhstan con la prima tranche del progetto Shoulder, nonché alla realizzazione del primo impianto di accumulo di energia in Italia, presso il sito di Assemini.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 980 GWh nel secondo trimestre 2023, in aumento di 318 GWh vs il corrispondente periodo del 2022, principalmente grazie al contributo degli asset acquisiti e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 30 giugno 2023 sono pari a 16,6 migliaia di unità, raddoppiati rispetto al giugno 2022, in linea con il piano di potenziamento dell'infrastruttura di rete.
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** sono state di 4,90 TWh nel secondo trimestre 2023, in calo del 13% rispetto al periodo di confronto a causa dei minori volumi commercializzati presso il segmento dei clienti liberi e della borsa elettrica (10,06 TWh nel primo semestre 2023, in calo dell'11% rispetto al semestre 2022, per gli stessi driver del trimestre).

Risultati

I Trim. 2023		(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
(308)	Utile (perdita) operativo		(3)	1.019	..	(311)	2.613	..
494	Esclusione special item		168	(879)		662	(2.288)	
186	Utile (perdita) operativo adjusted		165	140	18	351	325	8
132	- Plenitude		133	112	19	265	251	6
54	- Power		32	28	14	86	74	16
	Proventi (oneri) finanziari netti		(4)	(4)		(4)	(7)	
(5)	Proventi (oneri) su partecipazioni		(6)			(11)	(2)	
181	Utile (perdita) ante imposte adjusted		155	136	14	336	316	6
(54)	Imposte sul reddito		(53)	(41)	(29)	(107)	(102)	(5)
127	Utile (perdita) netto adjusted		102	95	7	229	214	7
149	Investimenti tecnici		158	181	(13)	307	322	(5)

- Nel secondo trimestre 2023 **Plenitude** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €133 mln, in aumento del 19% rispetto allo stesso periodo del 2022. La positiva performance riflette il buon andamento del business retail e il ramp-up della capacità installata di generazione rinnovabile e delle relative produzioni, confermando il valore generato dal modello di business integrato. Nel primo semestre 2023, l'utile operativo adjusted si è attestato a €265 mln, in aumento del 6% rispetto al periodo di confronto per gli stessi driver del trimestre.
- Nel secondo trimestre 2023 il business **Power** di produzione di energia elettrica da impianti a gas ha riportato l'utile operativo adjusted di €32 mln, in crescita di €4 mln (+14%) rispetto allo stesso periodo del 2022, per effetto delle ottimizzazioni e dei minori costi del combustibile. Nel primo semestre 2023, l'utile operativo adjusted di €86 mln rappresenta un miglioramento di €12 mln rispetto al primo semestre 2022.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special item" nella sezione Risultati di gruppo.

Risultati di gruppo

I Trim. 2023	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
27.185	Ricavi della gestione caratteristica	19.591	31.556	(38)	46.776	63.685	(27)
2.513	Utile (perdita) operativo	1.762	5.970	(70)	4.275	11.322	(62)
357	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	252	(638)		609	(1.351)	
1.771	Esclusione special item ^(a)	1.367	509		3.138	1.061	
4.641	Utile (perdita) operativo adjusted	3.381	5.841	(42)	8.022	11.032	(27)
	Dettaglio per settore di attività						
2.789	Exploration & Production	2.066	4.867	(58)	4.855	9.248	(48)
1.372	GGP	1.087	(14)	..	2.459	917	..
154	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	87	1.104	(92)	241	1.013	(76)
186	Plenitude & Power	165	140	18	351	325	8
(134)	Corporate e altre attività	(96)	(120)	20	(230)	(294)	22
274	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	72	(136)		346	(177)	
4.641	Utile (perdita) operativo adjusted	3.381	5.841	(42)	8.022	11.032	(27)
(123)	Proventi (oneri) finanziari	(144)	(280)	49	(267)	(619)	57
463	Proventi (oneri) da partecipazioni	436	662	(34)	899	1.042	(14)
4.981	Utile (perdita) ante imposte adjusted	3.673	6.223	(41)	8.654	11.455	(24)
(2.055)	Imposte sul reddito	(1.718)	(2.411)	29	(3.773)	(4.367)	14
2.926	Utile (perdita) netto adjusted	1.955	3.812	(49)	4.881	7.088	(31)
19	di competenza: - interessenze di terzi	20	4	..	39	10	..
2.907	- azionisti Eni	1.935	3.808	(49)	4.842	7.078	(32)
2.388	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	294	3.815	(92)	2.682	7.398	(64)
255	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	181	(455)		436	(962)	
264	Esclusione special item ^(a)	1.460	448		1.724	642	
2.907	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.935	3.808	(49)	4.842	7.078	(32)

(a) Per maggiori informazioni v. tabella "Analisi degli special item".

- Nel secondo trimestre 2023, il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €3.381 mln con una riduzione del 42% rispetto al secondo trimestre 2022 dovuta principalmente al settore E&P (-58% a €2.066 mln) per effetto del deconsolidamento delle società operative angolane conferite alla JV Azule nel terzo trimestre del 2022 e dei minori prezzi di realizzo delle produzioni a causa della flessione dei prezzi di riferimento del petrolio e del gas naturale. Il settore Sustainable Mobility e Refining (-84% a €157 mln) sconta il calo dei margini di raffinazione. I risultati di Gruppo sono stati sostenuti dalla robusta performance di GGP con un utile operativo adjusted di €1.087 mln (rispetto a un sostanziale breakeven nello stesso periodo del 2022) trainato principalmente dai connaturati benefici derivanti da meccanismi contrattuali di aggiornamento, rinegoziazioni e accordi relativi a periodi precedenti. I risultati sono stati inoltre sostenuti dal trend dei business Plenitude e Power (+18%). Nel primo semestre, il gruppo ha conseguito un utile operativo adjusted di €8.022 mln, in riduzione del 27% rispetto al primo semestre 2022, che riflette il minor contributo dei business E&P e Sustainable Mobility e Refining in parte compensati dalla robusta performance del settore GGP e dai risultati positivi del settore Plenitude e Power.
- Nel secondo trimestre 2023 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** è stato di €1.935 mln in riduzione di €1.873 mln rispetto al secondo trimestre 2022 (-49%) per effetto del minor utile operativo e dei risultati delle partecipate. Nel primo semestre il Gruppo ha conseguito un utile netto adjusted di €4.842 mln, in riduzione del 32% rispetto al primo semestre 2022.
- **Tax rate consolidato**: il tax rate consolidato adjusted pari al 47% è aumentato di 8 punti percentuali, rispetto al secondo trimestre 2022, per effetto della windfall tax sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito, dello scenario sfavorevole, nonché dell'impatto di oneri non deducibili del settore E&P, in parte compensati dalla maggiore incidenza dell'utile imponibile conseguito dalle controllate Italiane. Nel primo semestre 2023, il tax rate si attesta al 44%, +6 punti percentuali.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

I Trim. 2023	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2023	2022	var. ass.	2023	2022	var. ass.
2.407	Utile (perdita) netto	314	3.819	(3.505)	2.721	7.408	(4.687)
	<i> Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.171	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.990	1.211	779	3.161	2.765	396
(408)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(10)	(110)	100	(418)	(444)	26
1.302	- dividendi, interessi e imposte	1.769	2.731	(962)	3.071	5.185	(2.114)
(293)	Variazione del capitale di esercizio	1.587	(1.235)	2.822	1.294	(3.840)	5.134
560	Dividendi incassati da partecipate	780	247	533	1.340	305	1.035
(1.540)	Imposte pagate	(1.849)	(2.271)	422	(3.389)	(3.664)	275
(217)	Interessi (pagati) incassati	(138)	(209)	71	(355)	(434)	79
2.982	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.443	4.183	260	7.425	7.281	144
(2.119)	Investimenti tecnici	(2.557)	(1.829)	(728)	(4.676)	(3.193)	(1.483)
(645)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(1.165)	(73)	(1.092)	(1.810)	(1.267)	(543)
445	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	44	330	(286)	489	904	(415)
(212)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	511	417	94	299	256	43
451	Free cash flow	1.276	3.028	(1.752)	1.727	3.981	(2.254)
752	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(86)	(1.045)	959	666	1.670	(1.004)
(139)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.567	(2.596)	4.163	1.428	(706)	2.134
(247)	Rimborso di passività per beni in leasing	(228)	(266)	38	(475)	(556)	81
(781)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.227)	(1.681)	454	(2.008)	(1.713)	(295)
(39)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(48)	(48)		(87)	(87)	
(32)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	17	70	(53)	(15)	79	(94)
(35)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	1.271	(2.538)	3.809	1.236	2.668	(1.432)
5.291	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	4.232	5.191	(959)	9.523	10.797	(1.274)

I Trim. 2023	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2023	2022	var. ass.	2023	2022	var. ass.
451	Free cash flow	1.276	3.028	(1.752)	1.727	3.981	(2.254)
(247)	Rimborso di passività per beni in leasing	(228)	(266)	38	(475)	(556)	81
	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(9)	9		(88)	88
(147)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite				(147)		(147)
(7)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)	(192)	(273)	81	(199)	(422)	223
(781)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.227)	(1.681)	454	(2.008)	(1.713)	(295)
(39)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(48)	(48)		(87)	(87)	
(770)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	(419)	751	(1.170)	(1.189)	1.115	(2.304)
247	Rimborsi lease liability	228	266	(38)	475	556	(81)
(134)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(116)	199	(315)	(250)	(124)	(126)
(657)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	(307)	1.216	(1.523)	(964)	1.547	(2.511)

(a) Include gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito all'interno dei debiti finanziari (€104 milioni e €9 milioni nel secondo trimestre 2023 e nel secondo trimestre 2022, rispettivamente, €189 milioni e €18 milioni nel primo semestre 2023 e nel primo semestre 2022, rispettivamente e €85 milioni nel primo trimestre 2023).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre 2023 è stato di €7.425 mln, include €1.340 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy e Vår Energi ed è stato impattato dalla riduzione di circa €1 mld della manovra factoring rispetto all'ammontare ceduto a fine 2022.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €9.523 mln nel primo semestre 2023, al netto delle seguenti componenti: l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, o ripartiti proporzionalmente per competenza. Esclude inoltre il pagamento relativo alla windfall tax straordinaria italiana di €0,4 mld istituita dalla Legge di Bilancio 2023, calcolato sull'utile ante imposte 2022 e stanziato nel bilancio 2022 (per ulteriori dettagli si veda la sezione "Special item" di seguito).

La riconduzione del **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** al flusso di cassa netto da attività operativa è riportata di seguito:

I Trim. 2023	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2023	2022	var. ass.	2023	2022	var. ass.
2.982	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.443	4.183	260	7.425	7.281	144
293	Variazione del capitale di esercizio	(1.587)	1.235	(2.822)	(1.294)	3.840	(5.134)
1.247	Esclusione derivati su commodity	137	(115)	252	1.384	490	894
357	Esclusione (utile) perdita di magazzino	252	(638)	890	609	(1.351)	1.960
4.879	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	3.245	4.665	(1.420)	8.124	10.260	(2.136)
412	Accantonamenti straordinari su crediti e altri oneri	987	526	461	1.399	537	862
5.291	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	4.232	5.191	(959)	9.523	10.797	(1.274)

I **capex organici** di €4,8 mld, in aumento del 40% rispetto al periodo di confronto per effetto del maggiore spending nei progetti gas naturale/LNG a sostegno della sicurezza energetica e del progetto Baleine in Costa d'Avorio, comprendono gli apporti di capitale alle società partecipate che stanno implementando progetti per conto di Eni.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a circa €1,2 mld principalmente riferiti all'acquisizione degli asset di bp in Algeria, al pagamento della prima tranche del corrispettivo relativo all'acquisizione della bioraffineria St. Bernard, agli asset del business rinnovabili di Plenitude e del saldo del corrispettivo relativo all'acquisizione del gruppo PLT effettuata alla fine del 2022, in parte compensati dalla cessione del 49,9% della partecipazione Eni nelle società di gestione dei gasdotti TTPC/Transmed a seguito dell'accordo con Snam, nonché di altri asset non strategici.

L'incremento dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €1,2 mld è dovuto al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di circa €9,5 mld, ai fabbisogni di circolante (€1,7 mld), agli investimenti netti di €4,8 mld, al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €1,9 mld, all'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (€1,2 mld), ad altre attività d'investimento e altre variazioni (€0,5 mld), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€0,6 mld).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	30 Giu. 2023	31 Dic. 2022	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	57.289	56.332	957
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.233	4.446	(213)
Attività immateriali	5.499	5.525	(26)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.397	1.786	(389)
Partecipazioni	14.287	13.294	993
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.062	1.978	84
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.580)	(2.320)	(260)
	82.187	81.041	1.146
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.074	7.709	(1.635)
Crediti commerciali	10.644	16.556	(5.912)
Debiti commerciali	(11.122)	(19.527)	8.405
Attività (passività) tributarie nette	(3.866)	(2.991)	(875)
Fondi per rischi e oneri	(15.198)	(15.267)	69
Altre attività (passività) d'esercizio	355	316	39
	(13.113)	(13.204)	91
Fondi per benefici ai dipendenti	(783)	(786)	3
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	178	156	22
CAPITALE INVESTITO NETTO	68.469	67.207	1.262
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.107	54.759	348
Interessenze di terzi	421	471	(50)
Patrimonio netto	55.528	55.230	298
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	8.215	7.026	1.189
Passività per beni leasing	4.726	4.951	(225)
- di cui working interest Eni	4.247	4.457	(210)
- di cui working interest follower	479	494	(15)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.941	11.977	964
COPERTURE	68.469	67.207	1.262
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,13	0,02
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,23	0,22	0,01
Gearing	0,19	0,18	0,01

Al 30 giugno 2023 il **capitale immobilizzato** (€82,2 mld) è aumentato di €1,1 mld rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto degli investimenti, delle acquisizioni e dell'incremento del book value delle partecipazioni valutate all'equity, che riflettono l'effetto netto dei risultati in quota Eni delle partecipate e della derecognition degli asset Eni relativi al trasporto di gas naturale, che sono stati conferiti nella società di nuova costituzione "SeaCorridor" (joint venture tra Eni e Snam con una quota rispettivamente del 50,1% e del 49,9%) e dell'acquisizione del 50% nella bioraffineria St. Bernard in Chalmette, compensati dai dividendi distribuiti dalle società partecipate. Questi incrementi sono stati in parte assorbiti dalle differenze di cambio negative (il tasso di cambio di fine periodo EUR vs. USD è pari a 1,085, in crescita dell'1,7% rispetto a 1,067 al 31 dicembre 2022, riducendo pertanto il book value delle attività denominate in dollari) e dagli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo.

Il **capitale di esercizio netto** (-€13,11 mld) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2022. L'incremento del saldo tra crediti e debiti commerciali (circa +€2,5 mld) è stato compensato dal minor

valore delle scorte di petrolio e prodotti dovuto all'applicazione del metodo del costo medio ponderato in un contesto di prezzi in calo (-€1,6 mld) e dalle maggiori passività tributarie nette (+€0,9 mld).

Il **patrimonio netto** (€55,5 mld) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto dell'utile netto del periodo (€2,7 mld), della variazione positiva della riserva cash flow hedge (€0,5 mld), in parte compensati dalle differenze negative di cambio (circa €1 mld) che riflettono l'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro nonché dai dividendi distribuiti agli azionisti (€1,5 mld) e del riacquisto di azioni proprie (€0,4 mld).

L'**indebitamento finanziario netto**⁴ ante lease liability al 30 giugno 2023 è pari a €8,2 mld, in aumento di circa €1,2 mld rispetto al 31 dicembre 2022. Il **leverage**⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,15 al 30 giugno 2023 (0,13 al 31 dicembre 2022).

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €3.138 mln e €1.367 mln nel primo semestre e nel secondo trimestre 2023 rispettivamente, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €341 mln nel primo semestre (€254 mln nel secondo trimestre 2023) relativi principalmente a svalutazioni di asset (€209 mln e €208 mln rispettivamente nel primo semestre e nel secondo trimestre) relative ad alcune proprietà a gas in Italia per effetto del trend al ribasso dei prezzi del gas e ad alcuni asset disponibili per la vendita il cui valore è stato allineato al fair value, alle svalutazioni per perdite su crediti (€61 mln e €43 mln nel primo semestre e nel secondo trimestre rispettivamente), nonché agli accantonamenti per oneri ambientali (€36 mln e €19 mln nel primo semestre e nel secondo trimestre rispettivamente);
- **GGP:** oneri netti di €1.645 mln nel semestre (€548 mln nel secondo trimestre) rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption e dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (onere di €946 mln e €553 mln nel semestre e nel secondo trimestre rispettivamente). Le rettifiche comprendono la riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo negativo di €8 mln nel semestre (saldo positivo di €10 mln nel secondo trimestre 2023) relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione.
- **Sustainable Mobility, Refining e Chimica:** oneri netti di €289 mln nel semestre (€202 mln nel secondo trimestre) relativi principalmente al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€171 mln e €117 mln nel semestre e nel secondo trimestre rispettivamente), oneri ambientali (€55 mln e €38 mln nel semestre e nel secondo trimestre rispettivamente), accantonamenti a fondo rischi (€16 mln in entrambi i reporting period) nonché la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (onere di €37 mln e €6 mln nel semestre e nel secondo trimestre).
- **Plenitude & Power:** oneri netti per €662 mln nel semestre (€168 mln nel secondo trimestre) relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting, nonché, in misura minore, l'effetto di alcuni derivati attivati nell'ambito di un programma annuale di copertura, ripartito sui trimestri 2023.

Gli altri special item del semestre sono relativi alla plusvalenza di €0,8 mld connessa alla cessione del 49,9% delle controllate Eni che gestiscono i gasdotti TTPC/Transmed e dei relativi diritti di trasporto di gas naturale importato dall'Algeria a seguito dell'accordo con Snam SpA, compresa la plusvalenza relativa alla valutazione al fair value della partecipazione mantenuta nella società conferitaria. Tra gli altri special item, per effetto del D.L. n. 61/2023 si riconferma lo stanziamento del contributo straordinario ex lege n. 197/2022 già rilevato a bilancio 2022.

⁴ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 28.

⁵ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione indicatori alternativi di performance alle pag. 19 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al secondo trimestre e al primo semestre 2023 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale. In linea con il comportamento degli altri operatori di mercato le informazioni sono fornite nella sola vista consolidata. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al secondo trimestre e primo semestre 2023 e ai relativi comparative period (secondo trimestre e primo semestre 2022 e primo trimestre 2023). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2023 e al 31 dicembre 2022. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002. I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati del primo trimestre 2023 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2022 alla quale si rinvia.

La relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2023 redatta ai sensi dell'art. 154-ter del TUF soggetta a limited review sarà pubblicata nella prima settimana d'agosto.

Criteri di redazione

A seguito della costituzione con decorrenza 1° gennaio 2023 della società controllata Eni Sustainable Mobility, che gestisce le bioraffinerie Eni e la vendita al dettaglio di carburanti e soluzioni di smart mobility, il management ha definito la suddivisione dell'utile operativo adjusted del precedente settore Refining & Marketing "R&M" in due sotto linee di business:

- Sustainable Mobility "SM"; e
- Refining.

Di seguito è riportata la nuova segment information relativa all'utile operativo adjusted di R&M per i periodi comparativi 2022:

2022	I trimestre		II trimestre		III trimestre		IV trimestre	
	Publicato	Risposto	Publicato	Risposto	Publicato	Risposto	Publicato	Risposto
Utile (perdita) operativo adjusted								
R&M e Chimica	(91)		1.104		537		379	
- Refining & Marketing	24		979		714		466	
- Chimica	(115)		125		(177)		(87)	
Sustainable Mobility, Refining e Chimica		(91)	1.104	537			379	
- Sustainable Mobility		24	222	315			111	
- Refining		0	757	399			355	
- Chimica		(115)	125	(177)			(87)	

Non sono state apportate modifiche alle informazioni statutory di Gruppo ai sensi dell'IFRS 8 "Segment Reporting", che continueranno a presentare il settore Sustainable Mobility, Refining e Chimica (ex R&M e Chimica).

* * *

Il contenuto e il significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance è spiegato da note esplicative dedicate, in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per maggiori dettagli si rinvia alla sezione "Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)" del presente "Comunicato stampa".

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Francesco Esposito, dichiara ai sensi del comma 2 art. 154-bis del TUF che l'informativa contabile nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

* * *

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements") relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'impatto della pandemia COVID-19, l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria@societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni, Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

Tel.: +39 0659821 - Fax: +39 0659822141

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del secondo trimestre e primo semestre 2023 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). Inoltre, è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity.

Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measure.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto, restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi finanziari connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante.

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.

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio, escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie, quali accantonamenti straordinari per perdite su crediti, nonché in considerazione dell'elevata volatilità dei mercati la variazione del fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, compresi quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, delle attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

Il Trimestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.812	539	(305)	(3)	(291)	10	1.762
Esclusione (utile) perdita di magazzino			190			62	252
Esclusione special item:							
oneri ambientali	19		62		174		255
svalutazioni (riprese di valore) nette	208		117		5		330
plusvalenze nette su cessione di asset	(6)		(3)				(9)
accantonamenti a fondo rischi	(7)		15		8		16
oneri per incentivazione all'esodo	2	1	3	1	5		12
derivati su commodity		(35)	6	166			137
differenze e derivati su cambi	12	10	7				29
altro	26	572	(5)	1	3		597
Special item dell'utile (perdita) operativo	254	548	202	168	195		1.367
Utile (perdita) operativo adjusted	2.066	1.087	87	165	(96)	72	3.381
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(85)	(3)	(14)	(4)	(38)		(144)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	351	20	70	(6)	1		436
Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.332	1.104	143	155	(133)	72	3.673
Imposte sul reddito ^(a)	(1.326)	(296)	(51)	(53)	28	(20)	(1.718)
<i>Tax rate (%)</i>							46,8
Utile (perdita) netto adjusted	1.006	808	92	102	(105)	52	1.955
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							20
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.935
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							294
Esclusione (utile) perdita di magazzino							181
Esclusione special item							1.460
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.935

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

II Trimestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.779	(1.083)	1.617	1.019	(239)	(123)	5.970
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(625)			(13)	(638)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	2		110		98		210
svalutazioni (riprese di valore) nette	35		58	3	17		113
plusvalenze nette su cessione di asset			(7)				(7)
accantonamenti a fondo rischi	7				5		12
oneri per incentivazione all'esodo		3		69	(2)		70
derivati su commodity		831	3	(949)			(115)
differenze e derivati su cambi	(9)	113	(34)	(2)			68
altro	53	122	(18)		1		158
Special item dell'utile (perdita) operativo	88	1.069	112	(879)	119		509
Utile (perdita) operativo adjusted	4.867	(14)	1.104	140	(120)	(136)	5.841
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(12)	(15)	(19)	(4)	(230)		(280)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	505	1	166		(10)		662
Utile (perdita) ante imposte adjusted	5.360	(28)	1.251	136	(360)	(136)	6.223
Imposte sul reddito ^(a)	(2.132)	(30)	(319)	(41)	77	34	(2.411)
<i>Tax rate (%)</i>							38,7
Utile (perdita) netto adjusted	3.228	(58)	932	95	(283)	(102)	3.812
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							4
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.808
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							3.815
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(455)
Esclusione special item							448
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.808

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.514	814	(575)	(311)	(431)	264	4.275
Esclusione (utile) perdita di magazzino			527			82	609
Esclusione special item:							
oneri ambientali	36		79		174		289
svalutazioni (riprese di valore) nette	209		171		9		389
plusvalenze nette su cessione di asset	3		(3)				
accantonamenti a fondo rischi	(7)		15		8		16
oneri per incentivazione all'esodo	8	1	7	1	13		30
derivati su commodity		687	37	660			1.384
differenze e derivati su cambi	15	(8)	23				30
altro	77	965	(40)	1	(3)		1.000
Special item dell'utile (perdita) operativo	341	1.645	289	662	201		3.138
Utile (perdita) operativo adjusted	4.855	2.459	241	351	(230)	346	8.022
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(129)	(1)	(18)	(4)	(115)		(267)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	665	30	222	(11)	(7)		899
Utile (perdita) ante imposte adjusted	5.391	2.488	445	336	(352)	346	8.654
Imposte sul reddito ^(a)	(2.863)	(681)	(125)	(107)	99	(96)	(3.773)
<i>Tax rate (%)</i>							43,6
Utile (perdita) netto adjusted	2.528	1.807	320	229	(253)	250	4.881
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							39
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.842
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.682
Esclusione (utile) perdita di magazzino							436
Esclusione special item							1.724
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.842

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	9.123	(2.060)	2.279	2.613	(419)	(214)	11.322
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.388)			37	(1.351)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	2		124		98		224
svalutazioni (riprese di valore) nette	43	3	103	3	23		175
plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(7)				(9)
accantonamenti a fondo rischi	7				5		12
oneri per incentivazione all'esodo	17	3	10	69	7		106
derivati su commodity		2.874	(27)	(2.357)			490
differenze e derivati su cambi	(14)	148	(41)	(3)			90
altro	72	(51)	(40)		(8)		(27)
Special item dell'utile (perdita) operativo	125	2.977	122	(2.288)	125		1.061
Utile (perdita) operativo adjusted	9.248	917	1.013	325	(294)	(177)	11.032
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(115)	(20)	(29)	(7)	(448)		(619)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	884	2	218	(2)	(60)		1.042
Utile (perdita) ante imposte adjusted	10.017	899	1.202	316	(802)	(177)	11.455
Imposte sul reddito ^(a)	(3.869)	(301)	(324)	(102)	178	51	(4.367)
Tax rate (%)							38,1
Utile (perdita) netto adjusted	6.148	598	878	214	(624)	(126)	7.088
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							10
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							7.078
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							7.398
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(962)
Esclusione special item							642
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							7.078

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I trimestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.702	275	(270)	(308)	(140)	254	2.513
Esclusione (utile) perdita di magazzino			337			20	357
Esclusione special item:							
oneri ambientali	17		17				34
svalutazioni (riprese di valore) nette	1		54		4		59
plusvalenze nette su cessione di asset	9						9
oneri per incentivazione all'esodo	6		4		8		18
derivati su commodity		722	31	494			1.247
differenze e derivati su cambi	3	(18)	16				1
altro	51	393	(35)		(6)		403
Special item dell'utile (perdita) operativo	87	1.097	87	494	6		1.771
Utile (perdita) operativo adjusted	2.789	1.372	154	186	(134)	274	4.641
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(44)	2	(4)		(77)		(123)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	314	10	152	(5)	(8)		463
Utile (perdita) ante imposte adjusted	3.059	1.384	302	181	(219)	274	4.981
Imposte sul reddito ^(a)	(1.537)	(385)	(74)	(54)	71	(76)	(2.055)
<i>Tax rate (%)</i>							41,3
Utile (perdita) netto adjusted	1.522	999	228	127	(148)	198	2.926
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							19
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.907
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.388
Esclusione (utile) perdita di magazzino							255
Esclusione special item							264
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.907

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

I Trim. 2023	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2023	2022	2023	2022
34	Oneri ambientali	255	210	289	224
59	Svalutazioni (riprese di valore) nette	330	113	389	175
9	Plusvalenze nette su cessione di asset	(9)	(7)		(9)
	Accantonamenti a fondo rischi	16	12	16	12
18	Oneri per incentivazione all'esodo	12	70	30	106
1.247	Derivati su commodity	137	(115)	1.384	490
1	Differenze e derivati su cambi	29	68	30	90
403	Altro	597	158	1.000	(27)
1.771	Special item dell'utile (perdita) operativo	1.367	509	3.138	1.061
1	Oneri (proventi) finanziari	(25)	(75)	(24)	(91)
	<i>di cui:</i>				
(1)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(29)	(68)	(30)	(90)
(729)	Oneri (proventi) su partecipazioni	22	8	(707)	(467)
	<i>di cui:</i>				
(824)	- plusvalenza SeaCorridor			(824)	
(779)	Imposte sul reddito	96	6	(683)	139
264	Totale special item dell'utile (perdita) netto	1.460	448	1.724	642

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

II Trimestre					2023					I Sem.				
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted					
(€ milioni)														
1.762	252	1.338	29	3.381	Utile operativo	4.275	609	3.108	30	8.022				
(119)		4	(29)	(144)	Proventi/oneri finanziari	(243)		6	(30)	(267)				
414		22		436	Proventi/oneri da partecipazioni	1.606		(707)		899				
51		49		100	. Vår Energi	171		109		280				
178				178	. Azule	293				293				
105		(32)		73	. Adnoc R&T	226		(2)		224				
(1.743)	(71)	96		(1.718)	Imposte sul reddito	(2.917)	(173)	(683)		(3.773)				
314	181	1.460		1.955	Utile netto	2.721	436	1.724		4.881				
20				20	- Interessenze di terzi	39				39				
294				1.935	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.682				4.842				

II Trimestre					2022					I Sem.				
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted					
(€ milioni)														
5.970	(638)	441	68	5.841	Utile operativo	11.322	(1.351)	971	90	11.032				
(205)		(7)	(68)	(280)	Proventi/oneri finanziari	(528)		(1)	(90)	(619)				
654		8		662	Proventi/oneri da partecipazioni	1.509		(467)		1.042				
46		174		220	. Vår Energi	294		161		455				
229		(78)		151	. Adnoc R&T	339		(143)		196				
(2.600)	183	6		(2.411)	Imposte sul reddito	(4.895)	389	139		(4.367)				
3.819	(455)	448		3.812	Utile netto	7.408	(962)	642		7.088				
4				4	- Interessenze di terzi	10				10				
3.815				3.808	Utile netto di competenza azionisti Eni	7.398				7.078				

I Trimestre 2023					
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	2.513	357	1.770	1	4.641
Proventi/oneri finanziari	(124)		2	(1)	(123)
Proventi/oneri da partecipazioni	1.192		(729)		463
. Vår Energi	120		60		180
. Azule	115				115
. Adnoc R&T	121		30		151
Imposte sul reddito	(1.174)	(102)	(779)		(2.055)
Utile netto	2.407	255	264		2.926
- Interessenze di terzi	19				19
Utile netto di competenza azionisti Eni	2.388				2.907

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2023	(€ milioni)	2023	2022	var %	2023	2022	var %
6.001	Exploration & Production	5.558	8.424	(34)	11.559	16.196	(29)
7.944	Global Gas & LNG Portfolio	3.744	9.427	(60)	11.688	22.837	(49)
13.457	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	11.163	16.633	(33)	24.620	29.685	(17)
5.044	Plenitude & Power	2.680	3.748	(28)	7.724	9.967	(23)
440	Corporate e altre attività	495	466	6	935	860	9
(5.701)	Elisioni di consolidamento	(4.049)	(7.142)		(9.750)	(15.860)	
27.185		19.591	31.556	(38)	46.776	63.685	(27)

Costi operativi

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2023	(€ milioni)	2023	2022	var %	2023	2022	var %
21.976	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	15.131	23.403	(35)	37.107	46.882	(21)
108	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	(48)	(12)	..	60	165	(64)
794	Costo lavoro	746	755	(1)	1.540	1.548	(1)
18	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	12	70		30	106	
22.878		15.829	24.146	(34)	38.707	48.595	(20)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2023	(€ milioni)	2023	2022	var %	2023	2022	var %
1.552	Exploration & Production	1.545	1.254	23	3.097	2.811	10
50	Global Gas & LNG Portfolio	63	49	29	113	104	9
114	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	125	129	(3)	239	250	(4)
111	Plenitude & Power	117	87	34	228	173	32
33	Corporate e altre attività	32	34	(6)	65	68	(4)
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(9)	(8)		(17)	(16)	
1.852	Ammortamenti	1.873	1.545	21	3.725	3.390	10
59	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	330	113		389	175	
1.911	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.203	1.658	33	4.114	3.565	15
32	Radiazioni	103	22		135	47	
1.943		2.306	1.680	37	4.249	3.612	18

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
I semestre 2023						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	477	30	199	(11)	(4)	691
Dividendi	71		21			92
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	1	415	2			418
Altri proventi (oneri) netti	(1)	409			(3)	405
	548	854	222	(11)	(7)	1.606

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	30 Giu. 2023	31 Dic. 2022	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.737	26.917	1.820
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.694	7.543	(849)
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	22.043	19.374	2.669
Disponibilità liquide ed equivalenti	(11.417)	(10.155)	(1.262)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(8.283)	(8.251)	(32)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(822)	(1.485)	663
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	8.215	7.026	1.189
Passività per beni in leasing	4.726	4.951	(225)
- di cui working interest Eni	4.247	4.457	(210)
- di cui working interest follower	479	494	(15)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.941	11.977	964
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.528	55.230	298
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,13	0,02
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,23	0,22	0,01

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Giu. 2023	31 Dic. 2022
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	11.417	10.155
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	8.283	8.251
Altre attività finanziarie	849	1.504
Crediti commerciali e altri crediti	14.845	20.840
Rimanenze	6.074	7.709
Attività per imposte sul reddito	644	317
Altre attività	6.185	12.821
	48.297	61.597
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	57.289	56.332
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.233	4.446
Attività immateriali	5.499	5.525
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.397	1.786
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13.022	12.092
Altre partecipazioni	1.265	1.202
Altre attività finanziarie	2.043	1.967
Attività per imposte anticipate	4.509	4.569
Attività per imposte sul reddito	110	114
Altre attività	2.365	2.236
	91.732	90.269
Attività destinate alla vendita	391	264
TOTALE ATTIVITÀ	140.420	152.130
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.610	4.446
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.084	3.097
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	853	884
Debiti commerciali e altri debiti	17.466	25.709
Passività per imposte sul reddito	1.775	2.108
Altre passività	6.806	12.473
	33.594	48.717
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	22.043	19.374
Passività per beni in leasing a lungo termine	3.873	4.067
Fondi per rischi e oneri	15.198	15.267
Fondi per benefici ai dipendenti	783	786
Passività per imposte differite	5.565	5.094
Passività per imposte sul reddito	213	253
Altre passività	3.410	3.234
	51.085	48.075
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	213	108
TOTALE PASSIVITÀ	84.892	96.900
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	35.429	23.455
Riserve per differenze cambio da conversione	6.570	7.564
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	7.395	8.785
Azioni proprie	(974)	(2.937)
Utile (perdita) netto	2.682	13.887
Totale patrimonio netto di Eni	55.107	54.759
Interessenze di terzi	421	471
TOTALE PATRIMONIO NETTO	55.528	55.230
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	140.420	152.130

CONTO ECONOMICO

I Trim. 2023		(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
			2023	2022	2023	2022
27.185	Ricavi della gestione caratteristica		19.591	31.556	46.776	63.685
193	Altri ricavi e proventi		221	253	414	618
27.378	Totale ricavi		19.812	31.809	47.190	64.303
(21.976)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(15.131)	(23.403)	(37.107)	(46.882)
(108)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti		48	12	(60)	(165)
(794)	Costo lavoro		(746)	(755)	(1.540)	(1.548)
(44)	Altri proventi (oneri) operativi		85	(13)	41	(774)
(1.852)	Ammortamenti		(1.873)	(1.545)	(3.725)	(3.390)
(59)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing		(330)	(113)	(389)	(175)
(32)	Radiazioni		(103)	(22)	(135)	(47)
2.513	UTILE (PERDITA) OPERATIVO		1.762	5.970	4.275	11.322
2.007	Proventi finanziari		1.189	2.205	3.196	3.456
(2.181)	Oneri finanziari		(1.371)	(2.288)	(3.552)	(3.805)
66	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		59	(49)	125	(91)
(16)	Strumenti finanziari derivati		4	(73)	(12)	(88)
(124)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(119)	(205)	(243)	(528)
358	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		333	450	691	850
834	Altri proventi (oneri) su partecipazioni		81	204	915	659
1.192	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		414	654	1.606	1.509
3.581	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		2.057	6.419	5.638	12.303
(1.174)	Imposte sul reddito		(1.743)	(2.600)	(2.917)	(4.895)
2.407	Utile (perdita) netto		314	3.819	2.721	7.408
	di competenza:					
2.388	- azionisti Eni		294	3.815	2.682	7.398
19	- interessenze di terzi		20	4	39	10
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)					
0,71	- semplice		0,08	1,08	0,79	2,08
0,70	- diluito		0,08	1,07	0,78	2,07
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)					
3.345,4	- semplice		3.338,0	3.536,9	3.341,7	3.538,3
3.351,7	- diluito		3.344,3	3.544,5	3.348,0	3.544,1

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Il Trim.		I Sem.	
	2023	2022	2023	2022
Utile (perdita) netto del periodo	314	3.819	2.721	7.408
Componenti non riclassificabili a conto economico	15	106	15	98
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>		71		71
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		7		1
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	15	43	15	41
<i>Effetto fiscale</i>		(15)		(15)
Componenti riclassificabili a conto economico	134	2.240	(431)	1.611
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	17	2.651	(994)	3.522
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	135	(641)	706	(2.735)
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	23	45	64	36
<i>Effetto fiscale</i>	(41)	185	(207)	788
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	149	2.346	(416)	1.709
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	463	6.165	2.305	9.117
di competenza:				
- azionisti Eni	443	6.160	2.266	9.106
- interessenze di terzi	20	5	39	11

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022	44.519
Totale utile (perdita) complessivo	9.117
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.522)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(13)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Acquisto azioni proprie	(212)
Altre variazioni	210
Totale variazioni	7.493
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2022	52.012
di competenza:	
- azionisti Eni	51.917
- interessenze di terzi	95
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2023	55.230
Totale utile (perdita) complessivo	2.305
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.472)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(31)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Acquisto di azioni proprie	(437)
Imposte su cedole bond ibrido	25
Altre variazioni	(5)
Totale variazioni	298
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2023	55.528
di competenza:	
- azionisti Eni	55.107
- interessenze di terzi	421

RENDICONTO FINANZIARIO

I Trim. 2023	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2023	2022	2023	2022
2.407	Utile (perdita) netto	314	3.819	2.721	7.408
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.852	Ammortamenti	1.873	1.545	3.725	3.390
59	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	330	113	389	175
32	Radiazioni	103	22	135	47
(358)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(333)	(450)	(691)	(850)
(408)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(10)	(110)	(418)	(444)
(9)	Dividendi	(83)	(107)	(92)	(151)
(104)	Interessi attivi	(132)	(41)	(236)	(49)
241	Interessi passivi	241	279	482	490
1.174	Imposte sul reddito	1.743	2.600	2.917	4.895
(439)	Altre variazioni	19	(58)	(420)	(52)
(293)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	1.587	(1.235)	1.294	(3.840)
1.597	- rimanenze	466	(2.092)	2.063	(3.073)
3.612	- crediti commerciali	2.431	4.554	6.043	(147)
(6.301)	- debiti commerciali	(2.143)	(3.383)	(8.444)	(645)
(148)	- fondi per rischi e oneri	8	117	(140)	108
947	- altre attività e passività	825	(431)	1.772	(83)
25	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(2)	39	23	55
560	Dividendi incassati	780	247	1.340	305
64	Interessi incassati	89	7	153	13
(281)	Interessi pagati	(227)	(216)	(508)	(447)
(1.540)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.849)	(2.271)	(3.389)	(3.664)
2.982	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.443	4.183	7.425	7.281
(3.015)	Flusso di cassa degli investimenti	(3.263)	(1.539)	(6.278)	(4.309)
(2.064)	- attività materiali	(2.487)	(1.771)	(4.551)	(3.072)
(55)	- attività immateriali	(70)	(58)	(125)	(121)
(524)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(104)	(3)	(628)	(170)
(121)	- partecipazioni	(1.061)	(70)	(1.182)	(1.097)
(71)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(77)	(42)	(148)	(146)
(180)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	536	405	356	297
484	Flusso di cassa dei disinvestimenti	96	384	580	1.009
30	- attività materiali	12	4	42	7
	- attività immateriali	32	12	32	12
380	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		4	380	4
35	- partecipazioni		310	35	881
6	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	18	29	24	80
33	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	34	25	67	25
752	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(86)	(1.045)	666	1.670
(1.779)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.253)	(2.200)	(5.032)	(1.630)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

I Trim. 2023	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2023	2022	2023	2022
2.002	Assunzione di debiti finanziari non correnti	2.048	1	4.050	129
(152)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(357)	(2.817)	(509)	(3.694)
(247)	Rimborso di passività per beni in leasing	(228)	(266)	(475)	(556)
(1.989)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(124)	220	(2.113)	2.859
(765)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(744)	(1.490)	(1.509)	(1.520)
	Dividendi pagati ad altri azionisti	(20)	(13)	(20)	(13)
(16)	Apporti netti di capitale da azionisti terzi		20	(16)	20
	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate	(57)	(3)	(57)	(5)
	Acquisto di azioni proprie	(406)	(195)	(406)	(195)
(39)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(48)	(48)	(87)	(87)
(1.206)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	64	(4.591)	(1.142)	(3.062)
(32)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	17	70	(15)	79
(35)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	1.271	(2.538)	1.236	2.668
10.181	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	10.146	13.471	10.181	8.265
10.146	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	11.417	10.933	11.417	10.933

Investimenti tecnici

I Trim. 2023	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
1.819	Exploration & Production	2.159	1.480	46	3.978	2.551	56
	di cui: - acquisto di riserve proved e unproved		77	..		153	..
211	- ricerca esplorativa	155	169	(8)	366	285	28
1.562	- sviluppo di idrocarburi	1.949	1.183	65	3.511	2.044	72
35	- progetti CCUS e agro-biofeedstock	44	40	10	79	53	49
	Global Gas & LNG Portfolio	6	6		6	9	(33)
138	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	216	139	55	354	231	53
112	- Sustainable Mobility e Refining	173	103	68	285	171	67
26	- Chimica	43	36	19	69	60	15
149	Plenitude & Power	158	181	(13)	307	322	(5)
130	- Plenitude	129	142	(9)	259	258	
19	- Power	29	39	(26)	48	64	(25)
14	Corporate e altre attività	21	22	(5)	35	81	(57)
(1)	Elisioni di consolidamento	(3)	1		(4)	(1)	
2.119	Investimenti tecnici ^(a)	2.557	1.829	40	4.676	3.193	46

(a) Gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono stati rilevati nelle "Altre variazioni" del Rendiconto Finanziario (€104 milioni e €9 milioni nel secondo trimestre 2023 e nel secondo trimestre 2022, rispettivamente, €189 milioni e €18 milioni nel primo semestre 2023 e nel primo semestre 2022, rispettivamente, e €85 milioni nel primo trimestre 2023).

Nel primo semestre 2023 gli investimenti di €4.676 mln evidenziano un aumento del 46% e hanno riguardato principalmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.511 mln) in particolare in Costa d'Avorio, Italia, Congo, Egitto, Emirati Arabi Uniti, Stati Uniti ed Iraq;
- l'attività di raffinazione tradizionale in Italia e all'estero (€248 mln) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay-in-business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; il marketing (€37 mln) con interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- Plenitude (€259 mln) relativa principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici.

Performance di sostenibilità

		I Sem.	
		2023	2022
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,38	0,38
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	19,6	19,9
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	26,0	28,0
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	0,5	0,5
Volumi totali di oil spill (>1 barile)	(migliaia di barili)	10,4	2,7
Acqua di formazione reiniettata	(%)	61	58

I KPI sono calcolati sugli asset operati consolidati al 100%.

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro pari a 0,38 è stabile rispetto al primo semestre 2022.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)** in leggera riduzione rispetto al primo semestre 2022 per effetto principalmente della nuova configurazione dell'impianto di Porto Marghera, le attività di manutenzione nella chimica e variazioni nell'area di consolidamento.
- **Emissioni dirette di metano (Scope 1)** in leggera riduzione rispetto al primo semestre 2022.
- **Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine** stabili rispetto al primo semestre 2022 (0,5 mld di metri cubi nei due reporting period).
- **Volumi totali di oil spill (>1 barile) in aumento rispetto al primo semestre 2022** a causa di una perdita di olio combustibile completamente recuperato.
- **Acqua di formazione reiniettata upstream:** in aumento rispetto al primo semestre 2022 grazie all'aumento della percentuale di acqua reiniettata principalmente in Libia, a seguito di eventi di sabotaggio avvenuti nel semestre 2022.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2023			II Trim.		I Sem.	
			2023	2022	2023	2022
74	Italia	(mgl di boe/giorno)	69	82	72	83
180	Resto d'Europa		171	180	175	197
294	Africa Settentrionale		270	270	282	255
330	Egitto		322	353	326	355
292	Africa Sub-Sahariana		284	283	288	283
166	Kazakhstan		161	108	163	136
174	Resto dell'Asia		184	174	179	178
140	America		143	125	141	124
6	Australia e Oceania		7	11	7	12
1.656	Produzione di idrocarburi (a)(b)		1.611	1.586	1.633	1.623
324	- di cui società in Joint Venture e collegate		319	207	321	224
131	Produzione venduta (a)	(min di boe)	135	135	265	271

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2023			II Trim.		I Sem.	
			2023	2022	2023	2022
31	Italia	(mgl di barili/giorno)	29	36	30	37
102	Resto d'Europa		100	99	101	113
131	Africa Settentrionale		118	126	125	119
69	Egitto		71	80	70	79
172	Africa Sub-Sahariana		163	187	168	181
118	Kazakhstan		113	75	115	94
84	Resto dell'Asia		86	75	85	76
73	America		77	62	75	61
	Australia e Oceania					
780	Produzione di petrolio e condensati		757	740	769	760
176	- di cui società in Joint Venture e collegate		174	89	175	102

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2023			II Trim.		I Sem.	
			2023	2022	2023	2022
6	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	6	7	6	7
12	Resto d'Europa		10	12	11	13
24	Africa Settentrionale		23	21	24	20
39	Egitto		37	41	38	41
18	Africa Sub-Sahariana		18	14	18	15
7	Kazakhstan		7	5	7	6
13	Resto dell'Asia		15	15	14	15
10	America		10	9	10	10
1	Australia e Oceania		1	2	1	2
130	Produzione di gas naturale		127	126	129	129
22	- di cui società in Joint Venture e collegate		22	18	22	18

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la produzione di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (129 e 119 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2023 e 2022, rispettivamente, 128 e 117 mila boe/giorno nel primo semestre 2023 e 2022, rispettivamente e 126 mila boe/giorno nel primo trimestre 2023).