

Eni: risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2023

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

II Trim. 2023			IV Trim.			Esercizio		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
86,76	Brent dated	\$/barile	84,05	88,71	(5)	82,62	101,19	(18)
1,088	Cambio medio EUR/USD		1,075	1,021	5	1,081	1,053	3
34	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	41	95	(57)	42	122	(65)
14,7	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	8,1	13,6	(40)	10,1	8,5	19
1.635	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.708	1.617	6	1.655	1.610	3
	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni						
2.620	E&P		2.431	2.923	(17)	9.934	16.469	(40)
111	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		677	63	..	3.247	2.063	57
401	Enilive, Refining e Chimica		(87)	379	(123)	555	1.929	(71)
219	Plenitude & Power		111	118	(6)	681	615	11
(337)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(363)	99		(612)	(690)	
3.014			2.769	3.582	(23)	13.805	20.386	(32)
3.953	Utile operativo proforma adjusted ^(a)		3.755	4.985	(25)	17.809	25.333	(30)
251	Proventi (oneri) da partecipazioni e finanziari		398	776	(49)	1.281	1.578	(19)
3.265	Utile (perdita) ante imposte adjusted		3.167	4.358	(27)	15.086	21.964	(31)
1.818	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		1.638	2.493	(34)	8.298	13.301	(38)
0,54	per azione - diluito (€)		0,49	0,74		2,46	3,78	
1.916	Utile (perdita) netto ^{(a)(b)}		149	627	(76)	4.747	13.887	(66)
0,57	per azione - diluito (€)		0,05	0,21		1,40	3,95	
3.369	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		3.606	4.114	(12)	16.498	20.380	(19)
3.519	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.175	4.593	(9)	15.119	17.460	(13)
1.916	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(a)		2.433	2.775	(12)	9.160	8.243	11
8.679	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		10.899	7.026	55	10.899	7.026	55
57.284	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		53.618	55.230	(3)	53.618	55.230	(3)
0,15	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,20	0,13		0,20	0,13	

(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.

San Donato Milanese, 16 febbraio 2024 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati dell'esercizio e del quarto trimestre 2023 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Il 2023 è stato per Eni un altro anno di eccellenti risultati, nonostante uno scenario incerto e volatile. Abbiamo conseguito ottimi risultati sia finanziari che operativi, progredendo nella nostra strategia di creazione di valore, di decarbonizzazione e di contestuale garanzia di stabilità e affidabilità delle forniture energetiche. Il nostro modello satellitare distintivo si conferma un'efficace leva nell'accelerazione della crescita di valore, contribuendo alla nostra performance in modo sostanziale.

Abbiamo recentemente finalizzato l'acquisizione di Neptune che, con il suo portafoglio prevalentemente a gas, e sinergico ai nostri asset in Nord Europa, Indonesia e Nord Africa, costituirà un elemento chiave per i nostri piani di sviluppo. Nel 2023 abbiamo avviato nel rispetto dei tempi e dei budget i due rilevanti progetti Baleine in Costa d'Avorio e Floating GNL Congo (fase 1). Grazie agli straordinari successi esplorativi in Indonesia e in altre geografie abbiamo confermato la nostra leadership nel settore; al tempo stesso abbiamo conseguito il massimo livello di produzione rispetto all'intervallo obiettivo annunciato.

Il settore GGP ha realizzato risultati record facendo leva sulla qualità del portafoglio, azioni di ottimizzazione e favorevoli accordi contrattuali.

La realizzazione di progetti a gas e a contenute emissioni è solo un aspetto del nostro piano di transizione, che ci vede anche impegnati nell'aumentare in maniera rilevante la presenza nel settore delle nuove energie. Enilive, attiva nei business dei biocarburanti e dei servizi di mobilità, ha ampliato la propria presenza internazionale attraverso l'acquisizione della partecipazione del 50% nella bioraffineria di Chalmette negli Stati Uniti e l'accordo di joint venture con LG Chem per la realizzazione di un nuovo impianto in Corea del Sud. Plenitude ha raggiunto i 3 GW di capacità rinnovabile. Entrambi i business già adesso assicurano un contributo economico di circa €1 mld di EBITDA ciascuno. Attraverso il recente accordo per l'ingresso nel capitale di Plenitude di un investitore istituzionale, abbiamo dato visibilità al valore di questo business stimato in circa €10 mld rafforzando l'accesso a mezzi finanziari incrementali a sostegno dei nostri piani di crescita.

I risultati finanziari di Gruppo sono stati eccellenti con un Ebit proforma di circa €18 mld e un utile netto adjusted superiore a €8 mld. La generazione di cassa operativa con €16,5 mld su base adjusted prima dell'assorbimento del circolante ha assicurato un significativo surplus in aggiunta al sostanziale ritorno di cassa agli azionisti di €4,8 mld, mantenendo un rapporto di indebitamento di 0,2."

Highlight finanziari del quarto trimestre 2023

- Nonostante la volatilità dello scenario caratterizzato dalla flessione dei prezzi del petrolio Brent (-5% rispetto al quarto trimestre 2022) e del gas (diminuiti del 57% nel mercato europeo), l'utile ante imposte adjusted del quarto trimestre 2023 di €3,2 mld (€15,1 mld su base annua) evidenzia la robusta performance conseguita dal Gruppo grazie alla efficace gestione industriale e alla disciplina finanziaria.
- L'utile operativo proforma adjusted¹ nel quarto trimestre 2023 è stato di €3,8 mld (con un rilevante €17,8 mld nell'anno) trainato dai solidi risultati di E&P, dalla performance record di GGP e dal contributo positivo di Plenitude.
- E&P ha conseguito l'utile operativo adjusted di €2,4 mld nel quarto trimestre 2023 (-17% rispetto al quarto trimestre 2022) impattato dall'indebolimento dei prezzi di realizzo, in parte compensato dalla notevole ripresa della produzione di idrocarburi aumentata del 6% a 1,71 mln di boe/g nel trimestre.
Su base annua l'utile operativo adjusted di €9,9 mld (€16,5 mld nel 2022) ha risentito dei deboli prezzi di realizzo e degli effetti del deconsolidamento di Azule. Includendo il contributo delle società all'equity, l'utile operativo proforma adjusted dell'esercizio 2023 ammonta a €13,3 mld (€20,9 mld nel 2022).
- GGP ha conseguito l'utile operativo adjusted di €0,68 mld nel quarto trimestre 2023, che include l'esito favorevole di una procedura arbitrale. Nell'esercizio 2023, il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted record di €3,2 mld, con un aumento del 57% rispetto al 2022, grazie all'ottimizzazione del portafoglio di gas naturale e GNL e ai benefici derivanti dalle rinegoziazioni contrattuali, assicurando al contempo la stabilità delle forniture ai mercati europei e compensando la flessione delle importazioni dalla Russia. Includendo il contributo della JV SeaCorridor, l'utile operativo proforma adjusted dell'esercizio 2023 ammonta a €3,4 mld.
- Enilive ha registrato l'utile operativo adjusted di €0,12 mld nel quarto trimestre 2023, con un incremento del 5% rispetto al quarto trimestre 2022, €0,73 mld nell'anno '23 (+8%), beneficiando della solida prestazione del Marketing. L'EBITDA proforma adjusted per l'esercizio 2023 pari a €1 mld è in linea con la guidance.
- Il business Refining ha risentito nel quarto trimestre 2023 dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione dovuto alla flessione del 40% del SERM rispetto allo stesso periodo del 2022 e alla contrazione degli spread tra greggi pesanti/leggeri, con un utile operativo adjusted di €0,03 mld rispetto a €0,36 mld del quarto trimestre 2022 (€0,44 mld nell'esercizio '23 rispetto a €1,51 mld nel 2022).
- Il settore Plenitude & Power ha conseguito l'utile operativo adjusted di €0,11 mld nel quarto trimestre 2023 (-6% rispetto al quarto trimestre 2022) influenzato dai minori margini dell'energia generata dalle rinnovabili e dagli impianti termoelettrici. Su base annua, l'utile operativo adjusted di €0,68 mld, con un incremento dell'11%, è stato sostenuto dalla robusta performance dell'attività retail e dall'entrata a regime di significativa capacità di generazione da fonti rinnovabili. L'EBITDA proforma adjusted di Plenitude dell'esercizio 2023 è stato pari a €0,93 mld, superando la guidance originaria.
- Versalis ha registrato la perdita operativa adjusted di €0,24 mld nel quarto trimestre 2023 (€0,61 mld nell'esercizio 2023). Tale performance negativa ha risentito del rallentamento dello scenario macroeconomico e dei costi di produzione più elevati in Europa.
- L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni del quarto trimestre 2023 è stato di €1,64 mld con un tax rate consolidato di circa 48%. Nell'esercizio 2023 l'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è stato di €8,3 mld e il tax rate di circa 44%.
- Nel quarto trimestre 2023 il flusso di cassa da attività operativa adjusted ante working capital al costo di rimpiazzo è stato di €3,6 mld, superiore agli investimenti organici di €2,4 mld, generando pertanto un free cash flow organico di €1,2 mld. Nell'esercizio 2023, il flusso di cassa adjusted è stato pari a €16,5 mld, superiore ai fabbisogni per investimenti pari a €9,2 mld, generando un free cash flow organico di circa €7,3 mld che ha consentito di remunerare gli azionisti attraverso il pagamento dei dividendi (€3 mld) e il programma di acquisto azioni proprie (€1,8 mld) e di perseguire strategiche opportunità di portafoglio per accelerare la crescita nel business della decarbonizzazione (€2,4 mld), inclusa l'acquisizione di Chalmette negli Stati Uniti, l'incremento della partecipazione in Novamont ottenendone il controllo, e l'acquisto di asset a gas in Algeria.

¹ Per la riconciliazione dell'utile operativo proforma adjusted e il relativo breakdown per settore di attività si rinvia alla pagina 26.

- L'indebitamento finanziario netto ex-IFRS 16 al 31 dicembre 2023 è pari a €10,9 mld, in aumento di circa €3,9 mld rispetto al 31 dicembre 2022; il leverage è pari a 0,20 (0,13 al 31 dicembre 2022).
- A novembre 2023 è stata distribuita la seconda delle quattro tranches del dividendo relativo all'esercizio 2023 pari a €0,23 per azione per un totale di €0,75 mld. La terza tranche del dividendo 2023 di €0,24 per azione è stata deliberata dallo stesso Consiglio di Amministrazione ed è prevista in pagamento il prossimo 20 marzo.
- A settembre Eni ha avviato la seconda tranche del programma di acquisto di azioni proprie 2023 fino a un massimo di €1,375 mld, per un numero massimo di 275 mln di azioni (circa l'8% del capitale sociale) da eseguirsi entro aprile 2024. Al 9 febbraio 2024 sono state acquistate 84,5 milioni di azioni per un esborso di €1,275 mld.
- A dicembre, Plenitude ed Energy Infrastructure Partners (EIP) hanno firmato un accordo che, al perfezionamento previsto all'inizio del 2024, consentirà a EIP di entrare nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale fino a €0,7 mld pari a circa il 9% del capitale sociale della Società. L'operazione implica un enterprise value di Plenitude di circa €10 mld e rafforzerà la struttura finanziaria consolidata di Eni. Al 31 dicembre 2023, il debito netto di Plenitude ammontava a circa €2,2 mld.

Principali sviluppi di business

Exploration & Production

- Nell'esercizio 2023, l'attività esplorativa ha realizzato un'eccellente performance, incrementando il portafoglio risorse di circa 900 mln di boe grazie principalmente alla importante scoperta Geng North in Indonesia, una delle maggiori del settore, e a numerose scoperte in Egitto, Messico, Algeria, Tunisia ed Emirati Arabi Uniti.
- Nel quarto trimestre 2023, la produzione di idrocarburi ha ripreso il trend di crescita raggiungendo 1,71 mln boe/g, in aumento del 6% rispetto al quarto trimestre '22. Su base annua la produzione ha raggiunto 1,66 mln di boe/g, il massimo obiettivo di produzione rispetto all'intervallo target annunciato.
- Tra i principali sviluppi produttivi dell'anno, annoveriamo l'avvio del giacimento a olio di Baleine, nell'offshore della Costa d'Avorio, a meno di due anni dalla scoperta, e il commissioning della nave Tango FLNG nel blocco Marine XII nell'offshore del Congo, che consegnerà il primo carico di GNL nel primo trimestre 2024 nei tempi previsti.
- A gennaio 2024 è stata finalizzata l'acquisizione di Neptune che contribuirà ai risultati del 2024. L'operazione, che comprende l'intero portafoglio di Neptune ad eccezione delle attività in Norvegia (acquisite da Vår Energi partecipata da Eni al 63%) e in Germania (scorporate dall'operazione), è in linea con la strategia di Eni di fornire energia a prezzi accessibili, sicura e a contenute emissioni di carbonio, garantita dal gas naturale.
- L'Indonesia è prevista diventare uno dei principali driver di crescita del gas naturale nell'E&P. La scoperta giant di Geng North, unitamente all'integrazione delle quote acquisite di Neptune, nonché di Chevron nei blocchi Rapak e Ganai, già partecipati da Eni, ci consentono il controllo di risorse rilevanti che saranno sviluppate in sinergia con gli attuali campi operati da Eni e con il terminale di esportazione di GNL di Bontang, con l'obiettivo di contribuire a trasformare il bacino del Kutei in un nuovo hub mondiale del gas.

Global Gas & LNG Portfolio (GGP)

- Il settore GGP è riuscito a garantire forniture stabili e affidabili di gas naturale ai mercati europei, nonostante una massiccia contrazione dei flussi di importazione dalla Russia.
- A novembre, Eni ha sottoscritto un accordo con Open EP per garantire il flusso di gas dalla Francia alla Svizzera e all'Italia anche in caso di interruzioni o significative riduzioni dei flussi di gas dalla Germania.

Enilive, Refining e Chimica

- Nel quarto trimestre 2023 la bioraffineria Chalmette in Louisiana (USA), avviata a giugno, attraverso una joint venture paritetica (50-50) tra EniLive e PBF Energy ha lavorato 81 mila tonnellate (204 mila tonnellate nel secondo semestre).
- A ottobre, Versalis ha perfezionato l'acquisto del 64% della partecipazione in Novamont posseduta dall'azionista Mater-Bi, acquisendo il controllo totalitario.

- A ottobre, Versalis ha avviato nello stabilimento di Mantova la costruzione dell'impianto demo di Hoop®, la tecnologia proprietaria per il riciclo chimico dei rifiuti in plastica mista. Hoop® nasce da un progetto congiunto con la società italiana di ingegneria S.R.S. per sviluppare una tecnologia innovativa, complementare al riciclo meccanico, capace di trasformare i rifiuti in plastica mista in materia prima per produrre nuovi polimeri vergini.
- A novembre, firmato un accordo con Saipem, per lo studio e l'eventuale realizzazione di impianti per la produzione di biocarburanti per l'aviazione e il trasporto su strada.
- A gennaio, Enilive e LG Chem sulla base dell'accordo preliminare di settembre 2023, hanno firmato un accordo di joint venture che rappresenta un ulteriore passo avanti verso la decisione finale di investimento per la costruzione di una nuova bioraffineria in Corea del Sud. L'obiettivo è di completare l'impianto entro il 2026 e trattare circa 400.000 tonnellate/anno di materie prime biogeniche utilizzando la tecnologia Ecofining™ di Eni.
- A gennaio, firmata una Lettera d'Intenti tra Enilive e Ryanair per una fornitura a lungo termine di carburante sostenibile per l'aviazione in alcuni aeroporti in Italia in cui opera la compagnia aerea. Questo accordo consentirà a Ryanair di avere accesso a fino a 100.000 tonnellate di Sustainable Aviation Fuel (SAF) tra il 2025 e il 2030.
- A gennaio, confermata la decisione per la realizzazione di una terza bioraffineria in Italia a Livorno dotata di una capacità di 500 mila tonnellate/anno. Il progetto, in attesa del completamento dell'iter autorizzativo, prevede la costruzione di un'unità di pretrattamento delle cariche biogeniche, un impianto Ecofining™ e un impianto per la produzione di idrogeno da gas metano. Il completamento e l'avvio sono previsti entro il 2026.

Plenitude & Power

- A ottobre, Dogger Bank, il più grande impianto eolico offshore del mondo di cui Vårgrønn possiede la quota del 20%, ha avviato la produzione di energia, trasmessa alla rete nazionale del Regno Unito.
- A dicembre, GreenIT, la JV partecipata da Plenitude, ha firmato un accordo con Galileo, piattaforma paneuropea di sviluppo ed investimento nel settore delle energie rinnovabili, per la realizzazione di progetti fotovoltaici in Italia con una capacità complessiva di circa 140 MW, con l'obiettivo di raggiungere circa 1.000 MW.
- A dicembre è stato firmato l'accordo con il quale Plenitude ha acquisito dalla società EDP Renováveis, S.A. un'interessenza dell'80% di impianti fotovoltaici situati negli Stati Uniti, Cattlemen, (Texas), Timber Road e Blue Harvest (Ohio), con una capacità complessiva installata di circa 478 MW, 383 MW in quota Plenitude.
- A dicembre, Plenitude ha siglato un accordo per l'ingresso nella partnership strategica con BlueFloat Energy e Sener Renewable Investments per lo sviluppo di progetti eolici offshore in Spagna. L'accordo consentirà di creare un consorzio leader nel settore dell'eolico offshore spagnolo con un portafoglio di circa 1,25 GW di progetti eolici offshore galleggianti.

Decarbonizzazione e Sostenibilità

- I volumi di gas naturale associato prodotti nel giacimento di Baleine, recentemente avviato nell'offshore della Costa d'Avorio, sono consegnati gratuitamente alle società di stato per alimentare la produzione di energia elettrica del Paese, contribuendo in modo significativo alla riduzione della povertà energetica e al miglioramento dello sviluppo locale, nell'ambito del modello di partnership dual flag di Eni.
- Eni UK si è aggiudicata una licenza per la valutazione e lo stoccaggio di anidride carbonica (CS Licence) per il giacimento esaurito di Hewett, nel tratto meridionale del Mare del Nord del Regno Unito.
- A novembre, il progetto integrato di cattura e stoccaggio di anidride carbonica (CCS) Callisto è stato inserito nell'elenco europeo dei Progetti di interesse comune (Progetti PCI). Il progetto, che Eni sta sviluppando come operatore in joint venture con Snam, prevede la costruzione di un hub CCS nell'offshore di Ravenna (Italia) sfruttando i giacimenti a gas esauriti di Eni nell'area.
- A ottobre, Eni e il governo britannico hanno raggiunto un accordo di principio sul modello economico per le attività di trasporto e stoccaggio della CO₂ presso l'hub CCS HyNet NorthWest operato da Eni che si prevede diventi operativo intorno alla metà di questo decennio con una capacità iniziale di stoccaggio di 4,5 mln tonnellate/anno di CO₂.
- A dicembre, Eni Rovuma Basin (Mozambico) ha annunciato l'avvio della produzione di olio vegetale da utilizzare come materia prima nelle bioraffinerie Eni. L'olio vegetale estratto da prodotti provenienti dall'industria di agro-trasformazione

locale preserva l'agricoltura, garantendo al contempo la tracciabilità, il rispetto dei diritti umani e il contributo allo sviluppo locale.

- A dicembre, Eni ha firmato una nuova linea di credito revolving Sustainability-Linked da €3 mld della durata di 5 anni, collegata al raggiungimento di due obiettivi del proprio "Sustainability-Linked Financing Framework" aggiornato ad aprile 2023.
- A dicembre, Eni è stata classificata "Gold Standard" nell'ambito del programma Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0), come riportato nell'International Methane Emissions Observatory (IMEO) pubblicato dal Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente (UNEP), a seguito della positiva valutazione per aver migliorato significativamente la rendicontazione delle emissioni di metano e per aver già rispettato la raccomandazione dell'Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) di ridurre l'intensità delle emissioni di metano "ben al di sotto dello 0,2%" entro il 2025. Eni ha già raggiunto questo obiettivo grazie ad una continua attenzione alla riduzione delle emissioni fuggitive ed a progetti di abbattimento del metano da venting e flaring. Nel 2022 questo valore si attesta allo 0,08%.
- Rating ESG/Clima: Sustainalytics ha confermato Eni nella fascia di "rischio medio" anche nel 2023. Eni è stata anche confermata prima tra i suoi peers per numero di metriche allineate nella valutazione Climate Action 100+ Net Zero Benchmark pubblicata ad ottobre. Inoltre, Eni è stata riconosciuta per il quarto anno consecutivo dalla ricerca "Absolute Impact 2023" di Carbon Tracker come l'unica azienda tra le 25 maggiori del settore Oil & Gas ad aver definito obiettivi climatici allineati all'Accordo di Parigi.
- Eni ha annunciato il suo sostegno finanziario al Global Flaring and Methane Reduction trust fund (GFMR), un programma promosso dalla Banca Mondiale per aiutare i governi e gli operatori dei Paesi in via di sviluppo ad azzerare il flaring di routine e a ridurre le emissioni di metano del settore O&G fino a portarle quasi a zero entro il 2030.
- A dicembre è stato avviato in Ruanda un programma di efficienza energetica attraverso la consegna di fornelli migliorati alle famiglie del distretto di Nyagatare. L'intero programma prevede la fornitura e il monitoraggio di 500.000 fornelli migliorati nei prossimi 10 anni per ridurre le emissioni di CO₂ e migliorare le condizioni di salute durante la cottura dei cibi.
- A dicembre, Eni ha firmato un accordo volontario di cooperazione di 5 anni con l'Organizzazione Internazionale per le Migrazioni (OIM) per incrementare l'occupazione giovanile nella regione libica del Fezzan. Il progetto coinvolgerà 850 tirocinanti e migliorerà le loro competenze professionali creando una forza lavoro più forte in settori chiave, come l'agroalimentare, facilitandone l'inserimento nei settori dell'agricoltura, dell'edilizia e dell'industria, migliorando al contempo le prospettive dei giovani attraverso servizi di istruzione, formazione e occupazione.

Outlook 2024

Le prospettive del business e i principali target industriali e finanziari a breve/medio e lungo termine saranno illustrati nella Strategy Presentation prevista per il 14 marzo. Il contenuto del Capital Markets Day sarà diffuso con un comunicato stampa emesso nella stessa giornata, disponibile sul sito web di Eni (eni.com), e secondo le altre modalità previste dai listing standard.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

III Trim.	2023		IV Trim.			Esercizio			
			2023	2022	var %	2023	2022	var %	
		Produzioni							
758		Petrolio	mgl di barili/g	781	776	1	769	751	2
130		Gas naturale	mln di metri cubi/g	137	125	10	131	128	2
1.635		Idrocarburi ^(a)	mgl di boe/g	1.708	1.617	6	1.655	1.610	3
		Prezzi medi di realizzo ^(b)							
79,13		Petrolio	\$/barile	77,53	77,60	(0)	74,87	92,39	(19)
240		Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	255	308	(17)	257	304	(15)
57,20		Idrocarburi	\$/boe	57,48	61,96	(7)	56,23	69,06	(19)

(a) Con effetto 1 gennaio 2023, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00675 barili di petrolio equivalente (in precedenza 1 mc = 0,00671 boe). L'effetto sulle produzioni è di 5 mila boe/giorno nel quarto trimestre e nell'anno. I precedenti trimestri 2023 sono stati coerentemente riesposti.

(b) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel quarto trimestre '23 la produzione di idrocarburi è stata in media di 1,71 milioni di boe/giorno (1,66 milioni di boe/giorno nell'anno '23), in aumento del 6% rispetto al quarto trimestre '22 (+3% rispetto all'anno '22). La produzione è stata sostenuta dal ramp-up in Mozambico, dallo start-up del progetto Baleine in Costa d'Avorio, dalla maggiore attività in Algeria che beneficia anche delle acquisizioni, in Kazakhstan a causa di eventi non pianificati verificatisi nello stesso periodo del '22, nonché in Libia e Indonesia. Questi aumenti sono stati compensati dalla minore produzione dovuta al declino dei campi maturi. Nel confronto sequenziale, la produzione è in aumento di circa il 5% per gli stessi driver descritti in precedenza.
- La produzione di petrolio è stata di 781 mila barili/g nel quarto trimestre '23 (769 mila barili/g nell'anno '23, +2% rispetto all'anno '22), in aumento dell'1% rispetto al quarto trimestre '22. La crescita della produzione in Kazakhstan e Costa d'Avorio è stata in parte compensata dal declino dei campi maturi.
- La produzione di gas naturale è stata di 137 mln di metri cubi/g nel quarto trimestre '23 (131 mln di metri cubi/g nell'anno '23, +2% rispetto all'anno '22), in aumento del 10% rispetto al quarto trimestre '22. La crescita della produzione in Algeria, Mozambico, a seguito del ramp-up del progetto Coral Floating LNG, Libia, Indonesia e Kazakhstan, è stata compensata dal declino dei campi maturi.

Riserve certe di idrocarburi – dati preliminari

(miliardi di boe)

Riserve certe al 31 dicembre 2022	6,6
Promozioni	0,4
Produzione	(0,6)
Riserve certe al 31 dicembre 2023	6,4
Tasso di rimpiazzo all sources	(%) 67

- Nel 2023 le promozioni nette di riserve certe sono state di 0,4 mld di boe. Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni e revisioni di precedenti stime. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo all sources del 67%.
- La vita residua delle riserve è di 10,6 anni al 31 dicembre 2023.
- L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F 2023.

Risultati²

III Trim.	2023	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
	2.542	Utile (perdita) operativo	1.463	2.280	(36)	8.549	15.963	(46)
	78	Esclusione special items	968	643		1.385	506	
	2.620	Utile (perdita) operativo adjusted	2.431	2.923	(17)	9.934	16.469	(40)
	(93)	Proventi (oneri) finanziari netti	26	(128)		(196)	(319)	
	243	Proventi (oneri) su partecipazioni	414	691		1.321	2.086	
	85	di cui: - Vår Energi	89	171		454	951	
	105	- Azule	255	281		653	455	
	2.770	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.871	3.486	(18)	11.059	18.236	(39)
	(1.241)	Imposte sul reddito	(1.448)	(1.598)		(5.543)	(7.402)	
	44,8	tax rate (%)	50,4	45,8		50,1	40,6	
	1.529	Utile (perdita) netto adjusted	1.423	1.888	(25)	5.516	10.834	(49)
		I risultati includono:						
	128	Costi di ricerca esplorativa:	331	361	(8)	687	605	14
	46	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	40	55		205	220	
	82	- radiazione di pozzi di insuccesso	291	306		482	385	
	1.425	Investimenti tecnici	1.809	1.999	(10)	7.133	6.252	14

- Nel quarto trimestre '23 il settore Exploration & Production ha registrato un utile operativo adjusted di €2.431 mln, in calo del 17% rispetto al quarto trimestre '22 a causa della flessione dei prezzi del petrolio in dollari (marker Brent -5% 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, nonché dell'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD (+5%). Tali effetti negativi sono stati in parte assorbiti dagli effetti positivi volume/mix. Nell'anno '23 l'utile operativo adjusted è stato di €9.934 mln, in calo del 40% rispetto all'anno '22, a causa degli stessi driver del quarto trimestre, dei maggiori costi esplorativi nonché del mancato contributo delle società operative angolane a seguito del loro conferimento nella JV Azule, nel terzo trimestre 2022, i cui risultati sono rilevati nella gestione delle partecipazioni.

Includendo il contributo delle società all'equity, l'utile operativo proforma adjusted del quarto trimestre '23 ammonta a €3,3 mld in riduzione del 20% (€13,3 mld nell'anno '23, -36%).

- Nel quarto trimestre '23, il settore ha registrato un utile netto adjusted di €1.423 mln, con un calo di circa il 25% rispetto al quarto trimestre '22 a causa della più debole performance operativa e dei minori proventi da partecipazioni, in particolare Vår Energi (€454 mln nell'anno '23 in calo di €497 mln rispetto all'anno '22).

Su base annua, il tax rate aumenta di oltre 9 punti percentuali rispetto al periodo di confronto (in aumento di oltre 4 punti percentuali nel quarto trimestre '23) 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 (efficace dal terzo trimestre 2022); 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.

² A partire dal quarto trimestre 2023, i risultati dei business Cattura, Stoccaggio e Utilizzo della CO₂ e dell'Agri-business, in fase di sviluppo, precedentemente inclusi nel settore E&P, sono stati riclassificati nel settore "Corporate e altre attività". I precedenti trimestri 2023 e i dati comparativi sono stati coerentemente riesposti; gli effetti sono immateriali.

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

III Trim. 2023			IV Trim.			Esercizio		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
34	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	41	95	(57)	42	122	(65)
33	TTF		41	94	(57)	41	121	(66)
1	Spread PSV vs. TTF		0	1	(78)	2	1	21
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
4,99	Italia		6,58	7,32	(10)	24,40	30,67	(20)
5,32	Resto d'Europa		6,50	7,71	(16)	23,84	27,41	(13)
0,45	di cui: Importatori in Italia		0,60	0,80	(25)	2,29	2,43	(6)
4,87	Mercati europei		5,90	6,91	(15)	21,55	24,98	(14)
0,60	Resto del Mondo		0,53	0,52	2	2,27	2,44	(7)
10,91	Totale vendite gas (*)		13,61	15,55	(12)	50,51	60,52	(17)
2,0	di cui: vendite di GNL		2,4	2,4	(0)	9,6	9,4	2

(*) Include vendite intercompany.

- Nel quarto trimestre 2023 le vendite di gas naturale sono state pari a 13,61 mld di metri cubi, in calo del 12% rispetto allo stesso periodo del 2022, a causa dei minori volumi di gas commercializzati in Italia (-10%) in particolare nel segmento grossisti e alla borsa. Nei mercati europei i volumi di gas sono diminuiti del 15% per minori vendite in Germania, Turchia e Benelux. Nell'anno 2023 le vendite di gas naturale sono state pari a 50,51 mld di metri cubi, in calo del 17% rispetto all'anno 2022, a causa dei minori volumi di gas commercializzati in Italia (-20% rispetto al 2022) in tutti i segmenti e nei mercati europei (-14% vs. 2022).

Risultati

III Trim. 2023		(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
324	Utile (perdita) operativo		1.293	3.728	(65)	2.431	3.730	(35)
(213)	Esclusione special item		(616)	(3.665)		816	(1.667)	
111	Utile (perdita) operativo adjusted		677	63	..	3.247	2.063	57
(5)	Proventi (oneri) finanziari netti		7	22		1	(17)	
11	Proventi (oneri) su partecipazioni		8	1		49	4	
11	di cui: SeaCorridor		8			49		
117	Utile (perdita) ante imposte adjusted		692	86	..	3.297	2.050	61
(42)	Imposte sul reddito		(201)	(346)		(924)	(1.068)	
75	Utile (perdita) netto adjusted		491	(260)	..	2.373	982	..
4	Investimenti tecnici		6	9	(33)	16	23	(30)

- Nel quarto trimestre 2023 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito un utile operativo adjusted di €677 mln, riflettendo il positivo esito di una procedura di arbitraggio. Il risultato strutturale del business che non include gli effetti one-off è sostanzialmente in linea con le assunzioni dell'ultima guidance comunicata al mercato, considerando uno scenario caratterizzato da una più contenuta volatilità degli spread del gas e dei prezzi.
Nell'anno 2023 l'utile operativo adjusted è stato di €3.247 mln, in crescita del 57% rispetto all'anno 2022, guidato dalle ottimizzazioni del portafoglio di gas naturale e GNL, rinegoziazioni contrattuali che hanno aiutato a compensare la contrazione delle importazioni dalla Russia, mantenendo stabilità e sicurezza delle forniture verso i mercati Europei.
- Nel quarto trimestre 2023 l'utile operativo proforma adjusted che integra i margini operativi delle società all'equity è di €717 mln vs. €63 mln nel quarto trimestre 2022 (€3.433 mln nell'anno 2023 vs. €2.063 mln nel periodo di confronto).

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

Enilive, Refining e Chimica

Produzioni e vendite

III Trim. 2023			IV Trim.			Esercizio		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
14,7	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	8,1	13,6	(40)	10,1	8,5	19
4,25	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,30	3,73	15	16,88	16,12	5
2,82	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,62	2,86	(9)	10,51	11,00	(5)
7,07	Totale lavorazioni in conto proprio		6,92	6,59	5	27,39	27,12	1
78	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	78	74		77	79	
325	Lavorazioni bio	mgl ton	265	129	..	866	543	59
88	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio ^(a)	%	72	55		72	58	
	Marketing							
2,01	Vendite rete Europa	mln ton	1,86	1,90	(2)	7,51	7,50	0
1,42	Vendite rete Italia		1,32	1,37	(4)	5,32	5,38	(1)
0,59	Vendite rete resto d'Europa		0,54	0,53	2	2,19	2,12	3
21,6	Quota mercato rete Italia	%	21,8	21,8		21,4	21,7	
2,36	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,06	2,15	(4)	8,39	8,63	(3)
1,79	Vendite extrarete Italia		1,58	1,55	2	6,45	6,19	4
0,57	Vendite extrarete resto d'Europa		0,48	0,60	(21)	1,94	2,44	(21)
	Chimica							
0,8	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,8	0,8	(3)	3,1	3,8	(18)
50	Tasso utilizzo impianti	%	48	44		52	59	

(a) Ricalcolato sulla base della capacità effettiva dell'impianto.

- Nel quarto trimestre 2023 il **marginale di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining margin) si è attestato in media a 8,1 \$/barile, rispetto a 13,6 \$/barile nel quarto trimestre 2022. Su base annua, i margini di raffinazione registrano un aumento (10,1 \$/barile nei dodici mesi 2023 rispetto a 8,5 \$/barile nei dodici mesi 2022) trainati principalmente dalla riduzione dei prezzi del gas naturale. Si osserva che, nelle correnti condizioni di mercato di contrazione dei differenziali tra greggi pesanti/leggeri, il SERM non è in grado di rappresentare in maniera completa l'effettivo margine della raffinazione.
- Nel quarto trimestre 2023 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 4,30 mln di tonnellate, sono in aumento del 15% rispetto al quarto trimestre 2022 per effetto dei maggiori volumi lavorati in particolare presso le raffinerie di Sannazzaro e Milazzo, a seguito di iniziative di ottimizzazione. Nell'anno, le lavorazioni ammontano a 16,88 mln di tonnellate, aumentando del 5% rispetto al 2022, per gli stessi driver del quarto trimestre, in parte compensati dall'effetto delle maggiori fermate dell'impianto di Livorno. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono in diminuzione rispetto al quarto trimestre 2022 (nel 2023, le lavorazioni registrano una riduzione del 5% rispetto al 2022) a causa dei minori volumi processati in Germania.
- Nel quarto trimestre 2023 i **volumi di lavorazione bio** pari a 265 mila tonnellate sono più che raddoppiati rispetto all'analogo periodo del 2022 ed hanno beneficiato del contributo della bioraffineria di Chalmette e dei maggiori volumi lavorati presso le bioraffinerie di Gela e di Venezia. Su base annua, i volumi di lavorazioni bio ammontano a 866 mila tonnellate, registrando un aumento del 59% rispetto al 2022, beneficiando del citato contributo di Chalmette e dei maggiori volumi lavorati presso la bioraffineria di Gela.
- Nel quarto trimestre 2023 le **vendite rete in Italia** pari a 1,32 mln di tonnellate sono in riduzione del 4% rispetto al periodo di confronto per effetto delle minori vendite di gasolio, a causa del calo dei consumi. Nell'anno 2023, le vendite retail si attestano a 5,32 mln di tonnellate, sostanzialmente in linea rispetto al 2022.
- Nel quarto trimestre 2023 le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,58 mln di tonnellate sono in aumento del 2% rispetto al quarto trimestre 2022 a seguito principalmente dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel. Positiva la performance su base annua con 6,45 mln di tonnellate, in aumento del 4% rispetto al 2022 per lo stesso driver del trimestre.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel quarto trimestre 2023 pari a 0,8 mln di tonnellate registrano un lieve calo rispetto al periodo di confronto. Nell'anno 2023, le vendite ammontano a 3,1 milioni di tonnellate, in diminuzione del 18% rispetto al 2022, per la minore disponibilità di prodotti a causa delle fermate programmate presso gli stabilimenti di Marghera e Dunkerque.
- Nel quarto 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 quarto trimestre 2022, a seguito dei ridotti prezzi delle commodity.

Risultati

III Trim.		IV Trim.			Esercizio		
2023	(€ milioni)	2023	2022	var %	2023	2022	var %
681	Utile (perdita) operativo	(1.503)	(1.228)	(22)	(1.397)	460	..
(363)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	440	730		604	(416)	
83	Esclusione special item	976	877		1.348	1.885	
401	Utile (perdita) operativo adjusted	(87)	379	..	555	1.929	(71)
271	- Enilive	117	111	5	728	672	8
328	- Refining	33	355	(91)	441	1.511	(71)
(198)	- Chimica	(237)	(87)	..	(614)	(254)	..
(17)	Proventi (oneri) finanziari netti	(3)	6		(38)	(36)	
126	Proventi (oneri) su partecipazioni	64	244		412	637	
103	di cui: ADNOC R>	73	228		400	568	
13	St. Bernard Renewables Llc	(19)			(6)		
510	Utile (perdita) ante imposte adjusted	(26)	629	..	929	2.530	(63)
(183)	Imposte sul reddito	49	(100)		(259)	(616)	
327	Utile (perdita) netto adjusted	23	529	(96)	670	1.914	(65)
359	Enilive EDITDA proforma adjusted	181	176	3	1.001	920	9
199	Investimenti tecnici	429	461	(7)	982	878	12

- Nel quarto trimestre 2023, **Enilive** ha conseguito un utile operativo adjusted di €117 mln, in aumento del 5% rispetto al quarto trimestre 2022 (+8% su base annua a €728 mln) per effetto della solida performance del Marketing.
- Il business **Refining** nel quarto trimestre 2023 ha conseguito un utile operativo adjusted pari a €33 mln che si confronta con un utile operativo adjusted pari a €355 mln conseguito nel quarto trimestre 2022 (nei dodici mesi 2023 utile operativo adjusted pari a €441 mln rispetto a €1.511 mln nei dodici mesi 2022). I risultati del quarto trimestre 2023 sono stati negativamente influenzati dalla riduzione dei differenziali tra greggi pesanti e leggeri e dai crack spread dei prodotti, in parte compensati dalla riduzione del costo delle utilities dovuta al calo dei prezzi del gas naturale, rispetto al quarto trimestre 2022 che riportava margini di raffinazione eccezionalmente elevati.
- Nel quarto trimestre 2023 il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa adjusted pari a €237 mln, in aumento rispetto al quarto trimestre 2022. Tale risultato riflette il calo della domanda in tutti i segmenti di business dovuto al rallentamento macroeconomico e ai maggiori costi di produzione in Europa che hanno ridotto la competitività delle produzioni di Versalis rispetto ai competitors americani ed asiatici. Nell'anno 2023, il business ha registrato una perdita operativa adjusted pari a €614 mln (€254 mln nel 2022) dovuta alle stesse condizioni di mercato avverse del trimestre.

Nel 2023 Enilive, Refining e Chimica hanno conseguito un utile operativo proforma adjusted, che include le entità valutate all'equity, di €0,96 mld (€2,45 mld nel 2022).

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

Plenitude & Power

Produzioni e vendite

III Trim. 2023			IV Trim.			Esercizio		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
Plenitude								
10,1	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	10,1	10,1	0	10,1	10,1	0
0,53	Vendite retail e business gas	mld di metri cubi	1,74	1,86	(6)	6,06	6,84	(11)
4,57	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,60	4,43	4	17,98	18,77	(4)
2,5	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	3,0	2,2	36	3,0	2,2	36
59	di cui: - fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)	%	64	54		64	54	
41	- eolico		36	46		36	46	
1,03	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	0,99	0,65	51	3,98	2,55	56
17,5	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	19,0	13,1	45	19,0	13,1	45
Power								
4,85	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	4,97	5,07	(2)	19,88	22,37	(11)
5,18	Produzione termoelettrica		5,14	4,95	4	20,66	21,37	(3)

- Al 31 dicembre 2023, i **clienti retail/business** ammontano a 10,1 mln (gas ed energia elettrica), in linea rispetto al 31 dicembre 2022.
- Le **vendite retail e business di gas** pari a 1,74 mld di metri cubi nel quarto trimestre 2023, sono in calo del 6% rispetto allo stesso periodo del 2022 principalmente a causa di una riduzione della domanda di mercato. Nell'anno 2023, le vendite sono state pari a 6,06 mld di metri cubi, in calo del 11% rispetto al 2022, per effetto dello stesso driver del trimestre.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 4,6 TWh nel quarto trimestre 2023 sono in aumento del 4% rispetto allo stesso periodo del 2022, per effetto principalmente dell'incremento della customer base in Italia. Nell'anno 2023 le vendite di energia elettrica sono in calo del 4% rispetto all'anno 2022, per effetto principalmente dei minori consumi.
- Al 31 dicembre 2023, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 3 GW, in aumento di circa 0,8 GW rispetto al 31 dicembre 2022, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate in Spagna (Bonete) e negli Stati Uniti (Kellam), allo sviluppo organico dei progetti in Italia, Spagna e Kazakhstan, nonché all'acquisizione di 3 impianti fotovoltaici negli Stati Uniti con una capacità totale pari a circa 0,38 GW, definita a fine 2023.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 0,99 TWh nel quarto trimestre 2023, in aumento del 51%, principalmente grazie al contributo degli asset acquisiti e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente. Nell'anno 2023, la produzione è stata pari a 3,98 TWh, in aumento del 56% rispetto all'anno 2022, per effetto degli stessi driver del trimestre.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 31 dicembre 2023 sono pari a 19 migliaia di unità, in aumento del 45% rispetto alle 13,1 migliaia di unità al 31 dicembre 2022, in linea con il piano di potenziamento dell'infrastruttura di rete.
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** sono state di 4,97 TWh nel quarto trimestre 2023, in calo del 2% rispetto al periodo di confronto a causa dei minori volumi commercializzati presso il segmento grossista; 19,88 TWh su base annua 2023, in calo del 11% rispetto all'anno 2022 per i minori volumi commercializzati presso la borsa elettrica e il segmento grossista.

Risultati

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
25	Utile (perdita) operativo	(178)	(4.950)	96	(464)	(825)	..
194	Esclusione special item	289	5.068		1.145	1.440	
219	Utile (perdita) operativo adjusted	111	118	(6)	681	615	11
180	- Plenitude	70	78	(10)	515	345	49
39	- Power	41	40	3	166	270	(39)
(16)	Proventi (oneri) finanziari netti	5	(2)		(15)	(11)	
(8)	Proventi (oneri) su partecipazioni	(15)	(8)		(34)	(6)	
195	Utile (perdita) ante imposte adjusted	101	108	(6)	632	598	6
(73)	Imposte sul reddito	(38)	(53)		(218)	(201)	
122	Utile (perdita) netto adjusted	63	55	15	414	397	4
284	Plenitude EDITDA proforma adjusted	173	164	5	927	672	38
148	Investimenti tecnici	285	191	49	740	631	17

- Nel quarto trimestre 2023 **Plenitude** ha conseguito un utile operativo adjusted pari a €70 mln grazie ai buoni risultati del business retail e al ramp-up della capacità installata e dei volumi di produzione da fonti rinnovabili, confermando il valore del modello di business integrato che ha permesso di cogliere al meglio le dinamiche di scenario. Nei dodici mesi 2023, il business ha ottenuto un utile operativo adjusted pari a €515 mln, in aumento di €170 mln rispetto al periodo di confronto per gli stessi driver del trimestre.
- Nel quarto trimestre 2023 il business **Power** di produzione di energia elettrica da impianti a gas ha riportato l'utile operativo adjusted di €41 mln, sostanzialmente in linea al quarto trimestre 2022. Nei dodici mesi 2023, il business ha riportato un utile operativo adjusted pari a €166 mln, in calo di €104 mln rispetto all'esercizio 2022 che beneficiava di uno scenario prezzi particolarmente positivo.

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

Risultati di Gruppo

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
22.319	Ricavi della gestione caratteristica	24.622	31.525	(22)	93.717	132.512	(29)
3.126	Utile (perdita) operativo	856	(423)	..	8.257	17.510	(53)
(250)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	203	722		562	(564)	
138	Esclusione special item ^(a)	1.710	3.283		4.986	3.440	
3.014	Utile (perdita) operativo adjusted	2.769	3.582	(23)	13.805	20.386	(32)
	Dettaglio per settore di attività						
2.620	<i>Exploration & Production</i>	2.431	2.923	(17)	9.934	16.469	(40)
111	<i>GGP</i>	677	63	..	3.247	2.063	57
401	<i>Enilive, Refining e Chimica</i>	(87)	379	..	555	1.929	(71)
219	<i>Plenitude & Power</i>	111	118	(6)	681	615	11
(165)	<i>Corporate e altre attività</i>	(228)	(175)	(30)	(651)	(680)	4
(172)	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	(135)	274		39	(10)	
3.014	Utile (perdita) operativo adjusted	2.769	3.582	(23)	13.805	20.386	(32)
(122)	Proventi (oneri) finanziari	(54)	(125)	57	(443)	(1.052)	58
373	Proventi (oneri) da partecipazioni	452	901	(50)	1.724	2.630	(34)
3.265	Utile (perdita) ante imposte adjusted	3.167	4.358	(27)	15.086	21.964	(31)
(1.428)	Imposte sul reddito	(1.509)	(1.841)	18	(6.710)	(8.608)	22
1.837	Utile (perdita) netto adjusted	1.658	2.517	(34)	8.376	13.356	(37)
19	di competenza: - interessenze di terzi	20	24	..	78	55	..
1.818	- azionisti Eni	1.638	2.493	(34)	8.298	13.301	(38)
1.916	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	149	627	(76)	4.747	13.887	(66)
(177)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	143	509		402	(401)	
79	Esclusione special item ^(a)	1.346	1.357		3.149	(185)	
1.818	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.638	2.493	(34)	8.298	13.301	(38)

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

- Nel quarto trimestre 2023 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €2.769 mln con una riduzione del 23% rispetto al quarto trimestre 2022 dovuta principalmente al settore E&P (-17% a €2.431 mln) per effetto della flessione del prezzo del petrolio e delle quotazioni del gas naturale, alla debole performance del business della Chimica (una perdita operativa adjusted di €237 mln, -172% rispetto al quarto trimestre 2022) a causa della flessione della domanda e dell'incremento della pressione competitiva da parte di prodotti più economici, nonché al significativo deterioramento dello scenario della raffinazione che ha determinato una sensibile riduzione dell'utile operativo della Raffinazione (-€322 mln). Tale trend è stato in parte compensato dai risultati record di GGP (+€614 mln il risultato operativo adjusted). Su base annua, il Gruppo ha conseguito un utile operativo adjusted di €13.805 mln, in riduzione del 32% rispetto al 2022, che riflette il minor contributo dei business E&P, anche per effetto del deconsolidamento delle società operative angolane conferite alla JV Azule nel terzo trimestre del 2022, e dei business della Raffinazione e della Chimica, in parte compensati dalla performance del settore GGP e dai risultati positivi dei business Enilive e Plenitude & Power.
- Nel quarto trimestre 2023 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** è stato di €1.638 mln in riduzione di €855 mln rispetto al quarto trimestre 2022 (-34%) per effetto del minor utile operativo e dei minori risultati delle partecipate, in parte compensati dalla riduzione degli oneri finanziari principalmente dovuta all'andamento discendente della curva tassi presa a riferimento per il calcolo del fair value delle attività finanziarie di trading, e all'effetto sui proventi finanziari dei più elevati tassi medi sulle giacenze attive registrate nell'anno rispetto all'effetto sulle passività finanziarie che presentano tassi prevalentemente fissi. Nell'esercizio 2023 il Gruppo ha conseguito un utile netto adjusted di €8.298 mln, in riduzione del 38% rispetto al 2022.
- **Tax rate consolidato:** il tax rate consolidato adjusted del quarto trimestre e dell'esercizio 2023 è pari al 47,6% e 44,5% rispettivamente, in aumento di 5 punti percentuali rispetto ai corrispondenti periodi 2022, per effetto della windfall tax sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito in vigore dal terzo trimestre 2022, dello scenario sfavorevole, nonché dell'impatto di oneri non deducibili del settore E&P, in particolare le radiazioni di costi esplorativi, in parte compensati dalla maggiore incidenza dell'utile imponibile conseguito dalle controllate Italiane.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2023	2022	var. ass.	2023	2022	var. ass.
1.935	Utile (perdita) netto	180	670	(490)	4.836	13.961	(9.125)
	<i> Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.357	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	3.285	2.600	685	7.803	4.369	3.434
(11)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(12)	(65)	53	(441)	(524)	83
1.552	- dividendi, interessi e imposte	975	(138)	1.113	5.598	8.611	(3.013)
(140)	Variazione del capitale di esercizio	657	3.397	(2.740)	1.811	(1.279)	3.090
342	Dividendi incassati da partecipate	573	811	(238)	2.255	1.545	710
(1.378)	Imposte pagate	(1.516)	(2.606)	1.090	(6.283)	(8.488)	2.205
(138)	Interessi (pagati) incassati	33	(76)	109	(460)	(735)	275
3.519	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.175	4.593	(418)	15.119	17.460	(2.341)
(1.873)	Investimenti tecnici	(2.666)	(2.764)	98	(9.215)	(8.056)	(1.159)
(60)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(722)	(1.066)	344	(2.592)	(3.311)	719
51	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	56	271	(215)	596	1.202	(606)
(278)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(369)	1.184	(1.553)	(348)	2.361	(2.709)
1.359	Free cash flow	474	2.218	(1.744)	3.560	9.656	(6.096)
355	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	1.173	(590)	1.763	2.194	786	1.408
(2.076)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	963	(585)	1.548	315	(2.569)	2.884
(195)	Rimborso di passività per beni in leasing	(293)	(227)	(66)	(963)	(994)	31
(1.327)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.547)	(1.944)	397	(4.882)	(4.841)	(41)
	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(51)	(51)		(138)	(138)	
40	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(87)	(136)	49	(62)	16	(78)
(1.844)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	632	(1.315)	1.947	24	1.916	(1.892)
3.369	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	3.606	4.114	(508)	16.498	20.380	(3.882)
III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2023	2022	var. ass.	2023	2022	var. ass.
1.359	Free cash flow	474	2.218	(1.744)	3.560	9.656	(6.096)
(195)	Rimborso di passività per beni in leasing	(293)	(227)	(66)	(963)	(994)	31
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(234)	(380)	146	(234)	(512)	278
(8)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		362	(362)	(155)	142	(297)
(293)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)	(569)	(560)	(9)	(1.061)	(1.352)	291
(1.327)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.547)	(1.944)	397	(4.882)	(4.841)	(41)
	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(51)	(51)		(138)	(138)	
(464)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(2.220)	(582)	(1.638)	(3.873)	1.961	(5.834)
195	Rimborsi lease liability	293	227	66	963	994	(31)
(368)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(730)	(89)	(641)	(1.348)	(608)	(740)
(637)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	(2.657)	(444)	(2.213)	(4.258)	2.347	(6.605)

(a) Include debiti verso fornitori classificati come finanziari per effetto del differimento dei termini di pagamento in relazione al sostenimento di costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari (€966 milioni e €61 milioni nell'esercizio 2023 e 2022, rispettivamente, €294 milioni e €22 milioni nel quarto trimestre 2023 e 2022, rispettivamente, €483 milioni nel terzo trimestre 2023).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2023 è stato di €15.119 mln, include €2.255 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy, Vår Energi e Adnoc R&T ed è stato impattato dalla riduzione di circa €0,5 mld della manovra factoring rispetto all'ammontare di crediti commerciali ceduti a fine 2022.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €16.498 mln nell'esercizio 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, nonché accantonamenti a fondo rischi straordinari (ad esempio relativi agli accantonamenti per il decommissioning delle raffinerie o alle perdite attese su crediti a causa di eventi al di fuori del rapporto commerciale). 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.

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:

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2023	2022	var. ass.	2023	2022	var. ass.
3.519	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.175	4.593	(418)	15.119	17.460	(2.341)
140	Variazione del capitale di esercizio	(657)	(3.397)	2.740	(1.811)	1.279	(3.090)
(152)	Esclusione derivati su commodity	23	1.076	(1.053)	1.255	(389)	1.644
(250)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	203	722	(519)	562	(564)	1.126
3.257	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	3.744	2.994	750	15.125	17.786	(2.661)
112	Accantonamenti straordinari su crediti e altri oneri	(138)	1.120	(1.258)	1.373	2.594	(1.221)
3.369	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	3.606	4.114	(508)	16.498	20.380	(3.882)

I **capex organici** di €9,2 mld nell'esercizio '23, in aumento dell'11% rispetto al 2022 per effetto del maggiore spending nei progetti gas naturale/GNL 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. Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante si ridetermina in €7,3 mld (€1,2 mld nel trimestre).

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a circa €2,4 mld principalmente riferiti all'acquisizione degli asset a gas di bp in Algeria, alla partecipazione nella bioraffineria St. Bernard (Chalmette), 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 Shams, nonché di altri asset non strategici.

L'incremento dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €3,9 mld è dovuto al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di circa €16,5 mld, agli investimenti netti di €9,2 mld, ai fabbisogni di circolante (€1 mld), al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €4,8 mld, all'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (€2,4 mld), ad altre attività d'investimento e altre variazioni (€1,5 mld), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€1,1 mld) e della windfall tax straordinaria italiana (€0,4 mld).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Dic. 2023	31 Dic. 2022	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	56.299	56.332	(33)
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.834	4.446	388
Attività immateriali	6.379	5.525	854
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.576	1.786	(210)
Partecipazioni	13.862	13.294	568
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.386	1.978	408
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.075)	(2.320)	245
	83.261	81.041	2.220
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.186	7.709	(1.523)
Crediti commerciali	13.185	16.556	(3.371)
Debiti commerciali	(14.200)	(19.527)	5.327
Attività (passività) tributarie nette	(2.114)	(2.991)	877
Fondi per rischi e oneri	(15.533)	(15.267)	(266)
Altre attività (passività) d'esercizio	(931)	316	(1.247)
	(13.407)	(13.204)	(203)
Fondi per benefici ai dipendenti	(748)	(786)	38
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	747	156	591
CAPITALE INVESTITO NETTO	69.853	67.207	2.646
Patrimonio netto degli azionisti Eni	53.158	54.759	(1.601)
Interessenze di terzi	460	471	(11)
Patrimonio netto	53.618	55.230	(1.612)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	10.899	7.026	3.873
Passività per beni leasing	5.336	4.951	385
- di cui working interest Eni	4.856	4.457	399
- di cui working interest follower	480	494	(14)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	16.235	11.977	4.258
COPERTURE	69.853	67.207	2.646
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,20	0,13	0,07
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,30	0,22	0,08
Gearing	0,23	0,18	0,05

Al 31 dicembre 2023 il **capitale immobilizzato** (€83,3 mld) è aumentato di €2,2 mld rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto degli investimenti e delle acquisizioni (in particolare in Algeria, il 50% della bioraffineria Chalmette negli Stati Uniti e la partecipazione di controllo in Novamont). Questi incrementi sono stati in parte compensati dall'effetto negativo delle differenze cambio (al 31 dicembre 2023, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,105 rispetto al cambio di 1,067 al 31 dicembre 2022, +4%) nonché dagli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo.

Il **capitale di esercizio netto** (-€13,4 mld) è diminuito di €0,2 mld rispetto al 31 dicembre 2022. Il minor valore delle scorte di petrolio e prodotti dovuto all'applicazione del metodo del costo medio ponderato in un contesto di prezzi in calo (-€1,5 mld) l'incremento delle altre attività (passività) d'esercizio (-€1,3 mld) per effetto della variazione del fair value degli strumenti derivati sono stati in parte compensati dal decremento del saldo tra crediti e debiti commerciali (€2 mld).

Il **patrimonio netto** (€53,6 mld) di riduce di €1,6 mld rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto dell'utile netto del periodo (€4,8 mld), della variazione positiva della riserva cash flow hedge (€0,5 mld) in parte compensati dalle differenze negative di cambio (circa €2 mld) che riflettono il deprezzamento del dollaro rispetto all'euro, nonché dai dividendi distribuiti agli azionisti (€3 mld) e del riacquisto di azioni proprie (€1,8 mld).

L'**indebitamento finanziario netto**³ ante lease liability al 31 dicembre 2023 è pari a €10,9 mld, in aumento di circa €3,9 mld

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 29.

rispetto al 31 dicembre 2022.

Il **leverage**⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,20 al 31 dicembre 2023 (0,13 al 31 dicembre 2022).

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €4.986 mln e €1.710 mln nell'esercizio e nel quarto trimestre 2023 rispettivamente, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €1.385 mln nell'esercizio (€968 mln nel quarto trimestre 2023) relativi principalmente a svalutazioni di asset di €1.037 mln relative ad alcune proprietà a gas in Italia per effetto del trend al ribasso dei prezzi del gas, ad alcune proprietà a olio e gas negli USA a seguito revisione riserve e alle svalutazioni per perdite su crediti (€129 mln nell'esercizio), nonché agli accantonamenti per oneri ambientali (€81 mln nell'esercizio '23), nonché accantonamenti per incentivazione all'esodo del personale dipendente (€40 mln su base annua).
- **GGP:** oneri netti di €816 mln nell'esercizio 2023 (proventi netti di €616 mln nel quarto trimestre 2023) 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 (oneri di €97 mln nell'esercizio '23, proventi di €277 mln nel quarto trimestre '23) 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 (oneri di €655 mln nell'esercizio '23 e proventi di €375 mln nel quarto trimestre '23, rispettivamente).
- **Enilive, Refining e Chimica:** oneri netti di €1.348 mln nell'esercizio 2023 (€976 mln nel quarto trimestre 2023) relativi principalmente alla svalutazione degli impianti della chimica dovuta alle minori prospettive reddituali che riflettono un peggioramento dello scenario di riferimento (€405 milioni in entrambi i reporting periods), al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi principalmente nel business Refining (€359 mln e €132 mln nell'esercizio e nel quarto trimestre 2023, rispettivamente), oneri ambientali (€373 mln e €233 mln nell'esercizio e nel quarto trimestre 2023, rispettivamente), nonché oneri per incentivazione del personale (€46 mln e €37 mln nell'esercizio '23 e nel quarto trimestre '23, rispettivamente).
- **Plenitude & Power:** oneri netti per €1.145 mln nell'esercizio 2023 (€289 mln nel quarto trimestre 2023) 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 dell'anno 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.

⁴ 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. 20 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al quarto trimestre e all'esercizio 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. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo e quarto trimestre e all'esercizio 2023 e ai relativi comparative period (quarto trimestre ed esercizio 2022). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre 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 quarto trimestre e dell'esercizio 2023 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2022 alla quale si rinvia.

Con efficacia 1° gennaio 2023, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1 mc = 0,00675 barili di petrolio equivalente (in precedenza 1 mc = 0,00671 boe). L'aggiornamento riflette la modifica dei volumi e della composizione delle diverse proprietà di Eni intervenuta nell'ultimo anno ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas dei campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") dell'anno e del quarto trimestre 2023 è stato di 5 mila boe/giorno. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

Criteri di redazione

A seguito della costituzione di Enilive (il business della società controllata Eni Sustainable Mobility) con decorrenza 1° gennaio 2023, 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:

- Enilive; e
- Refining.

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

2022 Utile (perdita) operativo adjusted (€ milioni)	I trimestre		II trimestre		III trimestre		IV trimestre	
	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto
R&M e Chimica	(91)		1.104		537		379	
- Refining & Marketing	24		979		714		466	
- Chimica	(115)		125		(177)		(87)	
Enilive, Refining e Chimica		(91)		1.104		537		379
- Enilive		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 Enilive, Refining e Chimica (ex R&M e Chimica).

A partire dal quarto trimestre '23 e con decorrenza 1° gennaio 2023, i risultati di CCUS e Agribusiness di Eni, precedentemente inclusi nei risultati del settore Exploration & Production, sono stati riclassificati in "Corporate e altre attività". Di seguito si riporta la ri-segmentazione dell'utile operativo adjusted dei settori Exploration & Production e "Corporate e altre attività" per i trimestri 2023:

2023 Utile operativo adjusted (€ milioni)	I trimestre		II trimestre		III trimestre	
	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto
Exploration & Production	2.789	2.806	2.066	2.077	2.605	2.620
Corporate e altre attività	(134)	(151)	(96)	(107)	(150)	(165)

I periodi di confronti 2022 (inclusi l'esercizio e il quarto trimestre) sono stati rideterminati di conseguenza. Tuttavia, l'impatto è immateriale.

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 rischiosità 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'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.

Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore del tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal management per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischio e incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Adeguamenti dei dati di preconsuntivo saranno possibili in relazione alla rilevazione del risultato della partecipazione in Saipem di quarto trimestre 2023.

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, Rome, 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 quarto trimestre e dell'esercizio 2023 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Alternative performance indicators (Non-GAAP measures)

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'accrion 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 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)

IV Trimestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enliven, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.463	1.293	(1.503)	(178)	(321)	102	856
Esclusione (utile) perdita di magazzino			440			(237)	203
Esclusione special item:							
oneri ambientali	(9)		233		19		243
svalutazioni (riprese di valore) nette	855	(1)	537	(30)	16		1.377
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)		(2)		(4)		(7)
accantonamenti a fondo rischi			3	1	3		7
oneri per incentivazione all'esodo	28	3	37	7	43		118
derivati su commodity		(277)	9	291			23
differenze e derivati su cambi	45	(105)	7		2		(51)
altro	50	(236)	152	20	14		
Special item dell'utile (perdita) operativo	968	(616)	976	289	93		1.710
Utile (perdita) operativo adjusted	2.431	677	(87)	111	(228)	(135)	2.769
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	26	7	(3)	5	(89)		(54)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	414	8	64	(15)	(19)		452
Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.871	692	(26)	101	(336)	(135)	3.167
Imposte sul reddito ^(a)	(1.448)	(201)	49	(38)	95	34	(1.509)
Tax rate (%)							47,6
Utile (perdita) netto adjusted	1.423	491	23	63	(241)	(101)	1.658
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							20
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.638
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							149
Esclusione (utile) perdita di magazzino							143
Esclusione special item							1.346
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.638

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV Trimestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.280	3.728	(1.228)	(4.950)	(535)	282	(423)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			730			(8)	722
Esclusione special item:							
oneri ambientali	15		153	2	178		348
svalutazioni (riprese di valore) nette	375	(15)	544	(40)	11		875
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	2						2
plusvalenze nette su cessione di asset	(25)		(3)		(4)		(32)
accantonamenti a fondo rischi	27		52		(3)		76
oneri per incentivazione all'esodo	14	1	31	(4)	40		82
derivati su commodity		(3.999)	(35)	5.110			1.076
differenze e derivati su cambi	(40)	(135)	42	(2)	2		(133)
altro	275	483	93	2	136		989
Special item dell'utile (perdita) operativo	643	(3.665)	877	5.068	360		3.283
Utile (perdita) operativo adjusted	2.923	63	379	118	(175)	274	3.582
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(128)	22	6	(2)	(23)		(125)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	691	1	244	(8)	(27)		901
Utile (perdita) ante imposte adjusted	3.486	86	629	108	(225)	274	4.358
Imposte sul reddito ^(a)	(1.598)	(346)	(100)	(53)	332	(76)	(1.841)
Tax rate (%)							42,2
Utile (perdita) netto adjusted	1.888	(260)	529	55	107	198	2.517
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							24
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.493
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							627
Esclusione (utile) perdita di magazzino							509
Esclusione special item							1.357
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.493

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	8.549	2.431	(1.397)	(464)	(943)	81	8.257
Esclusione (utile) perdita di magazzino			604			(42)	562
Esclusione special item:							
oneri ambientali	81		373		193		647
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.037	(1)	764	(30)	32		1.802
plusvalenze nette su cessione di asset	2		(9)		(4)		(11)
accantonamenti a fondo rischi	7		19	1	13		40
oneri per incentivazione all'esodo	40	4	46	9	59		158
derivati su commodity		97	14	1.144			1.255
differenze e derivati su cambi	62	(105)	24		3		(16)
altro	156	821	117	21	(4)		1.111
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.385	816	1.348	1.145	292		4.986
Utile (perdita) operativo adjusted	9.934	3.247	555	681	(651)	39	13.805
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(196)	1	(38)	(15)	(195)		(443)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	1.321	49	412	(34)	(24)		1.724
Utile (perdita) ante imposte adjusted	11.059	3.297	929	632	(870)	39	15.086
Imposte sul reddito ^(a)	(5.543)	(924)	(259)	(218)	247	(13)	(6.710)
Tax rate (%)							44,5
Utile (perdita) netto adjusted	5.516	2.373	670	414	(623)	26	8.376
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							78
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							8.298
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							4.747
Esclusione (utile) perdita di magazzino							402
Esclusione special item							3.149
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							8.298

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Eni live, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	15.963	3.730	460	(825)	(1.956)	138	17.510
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(416)			(148)	(564)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	30		962	2	1.062		2.056
svalutazioni (riprese di valore) nette	432	(12)	717	(37)	40		1.140
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	2						2
plusvalenze nette su cessione di asset	(27)		(10)	1	(5)		(41)
accantonamenti a fondo rischi	34		52		1		87
oneri per incentivazione all'esodo	34	4	46	65	53		202
derivati su commodity		(1.805)	4	1.412			(389)
differenze e derivati su cambi	(54)	244	(33)	(5)	(3)		149
altro	55	(98)	147	2	128		234
Special item dell'utile (perdita) operativo	506	(1.667)	1.885	1.440	1.276		3.440
Utile (perdita) operativo adjusted	16.469	2.063	1.929	615	(680)	(10)	20.386
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(319)	(17)	(36)	(11)	(669)		(1.052)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	2.086	4	637	(6)	(91)		2.630
Utile (perdita) ante imposte adjusted	18.236	2.050	2.530	598	(1.440)	(10)	21.964
Imposte sul reddito ^(a)	(7.402)	(1.068)	(616)	(201)	673	6	(8.608)
Tax rate (%)							39,2
Utile (perdita) netto adjusted	10.834	982	1.914	397	(767)	(4)	13.356
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							55
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							13.301
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							13.887
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(401)
Esclusione special item							(185)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							13.301

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III trimestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enlive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.542	324	681	25	(161)	(285)	3.126
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(363)			113	(250)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	54		61				115
svalutazioni (riprese di valore) nette	(27)		56		7		36
plusvalenze nette su cessione di asset			(4)				(4)
accantonamenti a fondo rischi	14		1		2		17
oneri per incentivazione all'esodo	4		2	1	3		10
derivati su commodity		(313)	(32)	193			(152)
differenze e derivati su cambi	4	8	(6)		(1)		5
altro	29	92	5		(15)		111
Special item dell'utile (perdita) operativo	78	(213)	83	194	(4)		138
Utile (perdita) operativo adjusted	2.620	111	401	219	(165)	(172)	3.014
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(93)	(5)	(17)	(16)	9		(122)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	243	11	126	(8)	1		373
Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.770	117	510	195	(155)	(172)	3.265
Imposte sul reddito ^(a)	(1.241)	(42)	(183)	(73)	62	49	(1.428)
Tax rate (%)							43,7
Utile (perdita) netto adjusted	1.529	75	327	122	(93)	(123)	1.837
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							19
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.818
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.916
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(177)
Esclusione special item							79
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.818

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2023	2022	2023	2022
115	Oneri ambientali	243	348	647	2.056
36	Svalutazioni (riprese di valore) nette	1.377	875	1.802	1.140
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		2		2
(4)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(7)	(32)	(11)	(41)
17	Accantonamenti a fondo rischi	7	76	40	87
10	Oneri per incentivazione all'esodo	118	82	158	202
(152)	Derivati su commodity	23	1.076	1.255	(389)
5	Differenze e derivati su cambi	(51)	(133)	(16)	149
111	Altro		989	1.111	234
138	Special item dell'utile (perdita) operativo	1.710	3.283	4.986	3.440
(2)	Oneri (proventi) finanziari	56	111	30	(127)
	di cui:				
(5)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	51	133	16	(149)
(59)	Oneri (proventi) su partecipazioni	68	(201)	(698)	(2.834)
	di cui:				
	- plusvalenza SeaCorridor	(10)		(834)	
	- plusvalenza cessione Vår Energi		(4)		(448)
	- plusvalenza netta cessione asset Angolani		(97)		(2.542)
2	Imposte sul reddito	(499)	(1.855)	(1.180)	(683)
79	Totale special item dell'utile (perdita) netto	1.335	1.338	3.138	(204)
	di competenza:				
79	- azionisti Eni	1.346	1.357	3.149	(185)
	- interessenze di terzi	(11)	(19)	(11)	(19)

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
2.620	Utile operativo adjusted E&P	2.431	2.923	(17)	9.934	16.469	(40)
777	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	889	1.220	(27)	3.414	4.431	(23)
3.397	Utile operativo proforma adjusted E&P	3.320	4.143	(20)	13.348	20.900	(36)
111	Utile operativo adjusted GGP	677	63	..	3.247	2.063	57
42	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	40			186		
153	Utile operativo proforma adjusted GGP	717	63	..	3.433	2.063	66
401	Utile operativo adjusted Enilive, Refining e Chimica	(87)	379	..	555	1.929	(71)
120	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	57	183	(69)	404	516	(22)
521	Utile operativo proforma adjusted Enilive, Refining e Chimica	(30)	562	..	959	2.445	(61)
54	Utile operativo adjusted altri settori	(117)	(57)	..	30	(65)	..
(172)	Effetto eliminazione utili interni	(135)	274		39	(10)	
3.953	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo	3.755	4.985	(25)	17.809	25.333	(30)

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

IV Trimestre					2023					Esercizio						
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		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)																
856	203	1.761	(51)	2.769	Utile operativo	8.257	562	5.002	(16)	13.805		8.257	562	5.002	(16)	13.805
(110)		5	51	(54)	Proventi/oneri finanziari	(473)		14	16	(443)		(473)		14	16	(443)
384		68		452	Proventi/oneri da partecipazioni	2.422		(698)		1.724		2.422		(698)		1.724
76		13		89	. Vår Energi	356		98		454		356		98		454
255				255	. Azule	653				653		653				653
57		16		73	. Adnoc R&T	418		(18)		400		418		(18)		400
(55)		36		(19)	. St. Bernard Renewables Llc	(42)		36		(6)		(42)		36		(6)
(950)	(60)	(499)		(1.509)	Imposte sul reddito	(5.370)	(160)	(1.180)		(6.710)		(5.370)	(160)	(1.180)		(6.710)
180	143	1.335		1.658	Utile netto	4.836	402	3.138		8.376		4.836	402	3.138		8.376
31		(11)		20	- Interessenze di terzi	89		(11)		78		89		(11)		78
149		1.346		1.638	Utile netto di competenza azionisti Eni	4.747		3.149		8.298		4.747		3.149		8.298

IV Trimestre					2022					Esercizio						
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		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)																
(423)	722	3.416	(133)	3.582	Utile operativo	17.510	(564)	3.291	149	20.386		17.510	(564)	3.291	149	20.386
(236)		(22)	133	(125)	Proventi/oneri finanziari	(925)		22	(149)	(1.052)		(925)		22	(149)	(1.052)
1.102		(201)		901	Proventi/oneri da partecipazioni	5.464		(2.834)		2.630		5.464		(2.834)		2.630
295		(124)		171	. Vår Energi	691		260		951		691		260		951
281				281	. Azule	455				455		455				455
105		123		228	. Adnoc R&T	529		39		568		529		39		568
227	(213)	(1.855)		(1.841)	Imposte sul reddito	(8.088)	163	(683)		(8.608)		(8.088)	163	(683)		(8.608)
670	509	1.338		2.517	Utile netto	13.961	(401)	(204)		13.356		13.961	(401)	(204)		13.356
43		(19)		24	- Interessenze di terzi	74		(19)		55		74		(19)		55
627		1.357		2.493	Utile netto di competenza azionisti Eni	13.887		(185)		13.301		13.887		(185)		13.301

III Trimestre 2023

	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	3.126	(250)	133	5	3.014
Proventi/oneri finanziari	(120)		3	(5)	(122)
Proventi/oneri da partecipazioni	432		(59)		373
. Vår Energi	109		(24)		85
. Azule	105				105
. Adnoc R&T	135		(32)		103
. St. Bernard Renewables Llc	13				13
Imposte sul reddito	(1.503)	73	2		(1.428)
Utile netto	1.935	(177)	79		1.837
- Interessenze di terzi	19				19
Utile netto di competenza azionisti Eni	1.916				1.818

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
6.004	Exploration & Production	6.334	7.322	(13)	23.903	31.194	(23)
3.001	Global Gas & LNG Portfolio	5.450	10.844	(50)	20.139	48.586	(59)
14.387	Enilive, Refining e Chimica	13.551	14.736	(8)	52.558	59.178	(11)
2.669	Plenitude & Power	3.863	4.831	(20)	14.256	20.883	(32)
458	Corporate e altre attività	578	598	(3)	1.972	1.886	5
(4.200)	Elisioni di consolidamento	(5.154)	(6.806)		(19.111)	(29.215)	
22.319		24.622	31.525	(22)	93.717	132.512	(29)

Costi operativi

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
16.944	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	19.836	28.252	(30)	73.887	102.529	(28)
50	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	139	69	..	249	(47)	..
663	Costo lavoro	933	817	14	3.136	3.015	4
10	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	218	82		258	202	
17.657		20.908	29.138	(28)	77.272	105.497	(27)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
1.443	Exploration & Production	1.609	1.783	(10)	6.148	6.017	2
58	Global Gas & LNG Portfolio	62	58	7	233	217	7
128	Enilive, Refining e Chimica	157	129	22	524	506	4
116	Plenitude & Power	122	96	27	466	358	30
32	Corporate e altre attività	44	38	16	142	140	1
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(9)	(8)		(34)	(33)	
1.769	Ammortamenti	1.985	2.096	(5)	7.479	7.205	4
36	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.377	875		1.802	1.140	
1.805	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	3.362	2.971	13	9.281	8.345	11
85	Radiazioni	315	500		535	599	
1.890		3.677	3.471	6	9.816	8.944	10

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

Esercizio 2023	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.009	49	343	(55)	(32)	1.314
Dividendi	194		60		1	255
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	8	420	2			430
Altri proventi (oneri) netti	(1)	444	(13)		(7)	423
	1.210	913	392	(55)	(38)	2.422

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)	31 Dic. 2023	31 Dic. 2022	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.729	26.917	1.812
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	7.013	7.543	(530)
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	21.716	19.374	2.342
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.193)	(10.155)	(38)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.782)	(8.251)	1.469
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(855)	(1.485)	630
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	10.899	7.026	3.873
Passività per beni in leasing	5.336	4.951	385
- di cui working interest Eni	4.856	4.457	399
- di cui working interest follower	480	494	(14)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	16.235	11.977	4.258
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	53.618	55.230	(1.612)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,20	0,13	0,07
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,30	0,22	0,08

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Dic. 2023	31 Dic. 2022
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	10.193	10.155
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	6.782	8.251
Altre attività finanziarie	896	1.504
Crediti commerciali e altri crediti	16.713	20.840
Rimanenze	6.186	7.709
Attività per imposte sul reddito	460	317
Altre attività	5.642	12.821
	46.872	61.597
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	56.299	56.332
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.834	4.446
Attività immateriali	6.379	5.525
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.576	1.786
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12.618	12.092
Altre partecipazioni	1.244	1.202
Altre attività finanziarie	2.352	1.967
Attività per imposte anticipate	4.480	4.569
Attività per imposte sul reddito	142	114
Altre attività	3.260	2.236
	93.184	90.269
Attività destinate alla vendita	2.609	264
TOTALE ATTIVITÀ	142.665	152.130
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.092	4.446
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.921	3.097
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.128	884
Debiti commerciali e altri debiti	20.734	25.709
Passività per imposte sul reddito	1.685	2.108
Altre passività	5.584	12.473
	36.144	48.717
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	21.716	19.374
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.208	4.067
Fondi per rischi e oneri	15.533	15.267
Fondi per benefici ai dipendenti	748	786
Passività per imposte differite	4.702	5.094
Passività per imposte sul reddito	38	253
Altre passività	4.096	3.234
	51.041	48.075
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	1.862	108
TOTALE PASSIVITÀ	89.047	96.900
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	32.686	23.455
Riserve per differenze cambio da conversione	5.570	7.564
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	8.483	8.785
Azioni proprie	(2.333)	(2.937)
Utile (perdita) netto	4.747	13.887
Totale patrimonio netto di Eni	53.158	54.759
Interessenze di terzi	460	471
TOTALE PATRIMONIO NETTO	53.618	55.230
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	142.665	152.130

CONTO ECONOMICO

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2023	2022	2023	2022
22.319	Ricavi della gestione caratteristica	24.622	31.525	93.717	132.512
331	Altri ricavi e proventi	405	290	1.150	1.175
22.650	Totale ricavi	25.027	31.815	94.867	133.687
(16.944)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(19.836)	(28.252)	(73.887)	(102.529)
(50)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(139)	(69)	(249)	47
(663)	Costo lavoro	(933)	(817)	(3.136)	(3.015)
23	Altri proventi (oneri) operativi	414	371	478	(1.736)
(1.769)	Ammortamenti	(1.985)	(2.096)	(7.479)	(7.205)
(36)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(1.377)	(875)	(1.802)	(1.140)
(85)	Radiazioni	(315)	(500)	(535)	(599)
3.126	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	856	(423)	8.257	17.510
1.874	Proventi finanziari	2.347	2.376	7.417	8.450
(2.126)	Oneri finanziari	(2.435)	(2.602)	(8.113)	(9.333)
128	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	31	57	284	(55)
4	Strumenti finanziari derivati	(53)	(67)	(61)	13
(120)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(110)	(236)	(473)	(925)
357	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	266	665	1.314	1.841
75	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	118	437	1.108	3.623
432	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	384	1.102	2.422	5.464
3.438	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	1.130	443	10.206	22.049
(1.503)	Imposte sul reddito	(950)	227	(5.370)	(8.088)
1.935	Utile (perdita) netto	180	670	4.836	13.961
	di competenza:				
1.916	- azionisti Eni	149	627	4.747	13.887
19	- interessenze di terzi	31	43	89	74
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
0,57	- semplice	0,05	0,22	1,41	3,96
0,57	- diluito	0,05	0,21	1,40	3,95
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.290,2	- semplice	3.242,8	3.371,9	3.303,8	3.483,6
3.300,0	- diluito	3.306,1	3.378,2	3.327,1	3.490,0

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	IV Trim.		Esercizio	
	2023	2022	2023	2022
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto del periodo	180	670	4.836	13.961
Componenti non riclassificabili a conto economico	(18)	20	11	114
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>	(31)	(10)	(31)	60
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		2		3
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	3	18	32	56
<i>Effetto fiscale</i>	10	10	10	(5)
Componenti riclassificabili a conto economico	(2.253)	(1.498)	(1.587)	1.643
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(2.344)	(5.035)	(1.994)	1.095
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	135	5.045	541	794
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(4)	(45)	24	(12)
<i>Effetto fiscale</i>	(40)	(1.463)	(158)	(234)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(2.271)	(1.478)	(1.576)	1.757
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(2.091)	(808)	3.260	15.718
di competenza:				
- azionisti Eni	(2.122)	(847)	3.171	15.643
- interessenze di terzi	31	39	89	75

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022	44.519
Totale utile (perdita) complessivo	15.718
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.022)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(60)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)
Cessione EniPower	542
Acquisto azioni proprie	(2.400)
Imposte su cedole Bond ibrido	44
Altre variazioni	27
Totale variazioni	10.711
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2022	55.230
di competenza:	
- azionisti Eni	54.759
- interessenze di terzi	471
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2023	55.230
Totale utile (perdita) complessivo	3.260
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.005)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(36)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)
Acquisto di azioni proprie	(1.837)
Emissione bond convertibile	79
Imposte su cedole bond ibrido	40
Altre variazioni	25
Totale variazioni	(1.612)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2023	53.618
di competenza:	
- azionisti Eni	53.158
- interessenze di terzi	460

RENDICONTO FINANZIARIO

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2023	2022	2023	2022
1.935	Utile (perdita) netto	180	670	4.836	13.961
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.769	Ammortamenti	1.985	2.096	7.479	7.205
36	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.377	875	1.802	1.140
85	Radiazioni	315	500	535	599
(357)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(266)	(665)	(1.314)	(1.841)
(11)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(12)	(65)	(441)	(524)
(69)	Dividendi	(94)	(134)	(255)	(351)
(135)	Interessi attivi	(146)	(50)	(517)	(159)
253	Interessi passivi	265	273	1.000	1.033
1.503	Imposte sul reddito	950	(227)	5.370	8.088
(107)	Altre variazioni	(173)	(242)	(700)	(2.773)
(140)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	657	3.397	1.811	(1.279)
(1.025)	- rimanenze	754	2.203	1.792	(2.528)
(615)	- crediti commerciali	(2.106)	281	3.322	(1.036)
764	- debiti commerciali	2.851	1.536	(4.829)	2.284
(16)	- fondi per rischi e oneri	253	709	97	2.028
752	- altre attività e passività	(1.095)	(1.332)	1.429	(2.027)
(69)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	47	36	1	39
342	Dividendi incassati	573	811	2.255	1.545
101	Interessi incassati	205	87	459	116
(239)	Interessi pagati	(172)	(163)	(919)	(851)
(1.378)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.516)	(2.606)	(6.283)	(8.488)
3.519	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.175	4.593	15.119	17.460
(2.438)	Flusso di cassa degli investimenti	(3.688)	(3.324)	(12.404)	(10.793)
(1.806)	- attività materiali	(2.382)	(2.597)	(8.739)	(7.700)
	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing		(3)		(3)
(67)	- attività immateriali	(284)	(167)	(476)	(356)
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(649)	(743)	(1.277)	(1.636)
(60)	- partecipazioni	(73)	(323)	(1.315)	(1.675)
(54)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(213)	(119)	(415)	(350)
(451)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(87)	628	(182)	927
278	Flusso di cassa dei disinvestimenti	(13)	949	845	2.989
25	- attività materiali	55	119	122	149
	- attività immateriali		5	32	17
15	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		(28)	395	(60)
11	- partecipazioni	1	175	47	1.096
7	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1	351	32	483
220	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(70)	327	217	1.304
355	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.173	(590)	2.194	786
(1.805)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.528)	(2.965)	(9.365)	(7.018)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2023	2022	2023	2022
921	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine		(1)	4.971	130
(2.374)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(278)	(286)	(3.161)	(4.074)
(195)	Rimborso di passività per beni in leasing	(293)	(227)	(963)	(994)
(623)	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	1.241	(298)	(1.495)	1.375
(790)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(747)	(738)	(3.046)	(3.009)
(9)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(7)	(47)	(36)	(60)
	Apporti netti di capitale da azionisti terzi		71	(16)	92
	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate	(3)	(6)	(60)	536
(607)	Acquisto di azioni proprie	(790)	(1.224)	(1.803)	(2.400)
79	Effetto emissione di obbligazioni convertibili			79	
	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(51)	(51)	(138)	(138)
(3.598)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(928)	(2.807)	(5.668)	(8.542)
40	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(87)	(136)	(62)	16
(1.844)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	632	(1.315)	24	1.916
11.417	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	9.573	11.496	10.181	8.265
9.573	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	10.205	10.181	10.205	10.181

Investimenti tecnici

III Trim. 2023	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
1.425	Exploration & Production	1.809	1.999	(10)	7.133	6.252	14
	di cui: - acquisto di riserve proved e unproved		(11)	..		260	..
203	- ricerca esplorativa	215	285	(25)	784	708	11
1.213	- sviluppo di idrocarburi	1.569	1.704	(8)	6.293	5.238	20
4	Global Gas & LNG Portfolio	6	9	(33)	16	23	(30)
199	Enilive, Refining e Chimica	429	461	(7)	982	878	12
158	- Enilive e Refining	352	317	11	795	623	28
41	- Chimica	77	144	(47)	187	255	(27)
148	Plenitude & Power	285	191	49	740	631	17
124	- Plenitude	254	127	..	637	481	
24	- Power	31	64	(52)	103	150	(31)
104	Corporate e altre attività	145	104	39	363	276	32
(7)	Elisioni di consolidamento	(8)			(19)	(4)	
1.873	Investimenti tecnici ^(a)	2.666	2.764	(4)	9.215	8.056	14

(a) I costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari i cui fornitori hanno concesso dilazioni di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono rilevati nelle altre variazioni del rendiconto finanziario riclassificato e non sono riportati nella tabella (€966 milioni e €61 milioni nell'esercizio 2023 e 2022, rispettivamente, €294 milioni e €22 milioni nel quarto trimestre 2023 e 2022, rispettivamente, €483 milioni nel terzo trimestre 2023).

Nell'anno 2023 gli investimenti di €9.215 milioni (€8.056 milioni nell'anno 2022) evidenziano un aumento del 14% e hanno riguardato principalmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€6.293 milioni) in particolare in Costa d'Avorio, Congo, Egitto, Italia, Emirati Arabi Uniti, Libia e Algeria;
- l'attività di raffinazione bio e tradizionale in Italia e all'estero e l'attività di biometano (€621 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di sviluppo, di asset integrity e stay-in-business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€174 milioni) interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- Plenitude (€637 milioni) 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

		Esercizio	
		2023	2022
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,40	0,41
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	38,7	39,4
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	39,1	49,6
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	1,0	1,1
Volumi totali di oil spill (>1 barile)	(migliaia di barili)	12,8	6,1
Acqua di formazione reiniettata	(%)	60	59

I KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati, e comprendono anche il contributo di asset cooperati.

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro pari a 0,40, in calo rispetto al 2022 per effetto dei minori infortuni occorsi a personale contrattista. Rispetto al 2014 l'indice migliora del 42%.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)**: pari a 38,7 mln di tonnellate di CO₂eq, sono in lieve riduzione rispetto al 2022, principalmente per effetto del calo delle emissioni nei business Chimica, Power e GGP, in parte compensato dall'incremento nel business Exploration & Production.
- **Emissioni dirette di metano (Scope 1)**: in significativa riduzione rispetto al 2022, principalmente grazie alle campagne di monitoraggio effettuate negli asset Upstream, in linea con i requisiti della Oil & Gas Methane Partnership 2.0 nonché all'impatto delle operazioni di portafoglio.
- **Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine**: in riduzione rispetto al 2022, grazie principalmente ai progetti di riduzione realizzati in Egitto (Agiba), Nigeria (NAOC) e Ghana.
- **Volumi totali di oil spill**: in aumento a causa di uno sversamento operativo di olio combustibile interamente recuperato. Complessivamente i volumi di oil spill da sabotaggio evidenziano un trend in riduzione nonostante l'incremento di atti di effrazione registrati in Nigeria.
- **Acqua di formazione reiniettata upstream**: in aumento rispetto al 2022, principalmente per il contributo dei siti in Libia.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2023			IV Trim.		Esercizio	
			2023	2022	2023	2022
68	Italia	(mgl di boe/giorno)	66	80	69	82
172	Resto d'Europa		182	182	177	189
286	Africa Settentrionale		352	291	301	267
313	Egitto		303	328	318	346
308	Africa Sub-Sahariana		307	273	298	289
147	Kazakhstan		178	150	163	126
187	Resto dell'Asia		185	171	183	174
144	America		129	135	139	127
10	Australia e Oceania		6	7	7	10
1.635	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		1.708	1.617	1.655	1.610
330	- di cui società in Joint Venture e collegate		337	314	328	260
135	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	145	134	546	532

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2023			IV Trim.		Esercizio	
			2023	2022	2023	2022
28	Italia	(mgl di barili/giorno)	28	35	29	36
105	Resto d'Europa		113	106	105	109
117	Africa Settentrionale		134	136	125	125
67	Egitto		63	76	67	77
172	Africa Sub-Sahariana		174	166	171	175
105	Kazakhstan		122	111	115	88
87	Resto dell'Asia		83	78	85	78
77	America		64	68	72	63
	Australia e Oceania					
758	Produzione di petrolio e condensati		781	776	769	751
183	- di cui società in Joint Venture e collegate		187	176	180	132

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2023			IV Trim.		Esercizio	
			2023	2022	2023	2022
6	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	6	7	6	7
10	Resto d'Europa		10	11	11	12
25	Africa Settentrionale		32	23	26	21
37	Egitto		35	37	37	40
20	Africa Sub-Sahariana		20	16	19	17
6	Kazakhstan		8	6	7	6
15	Resto dell'Asia		15	14	14	14
10	America		10	10	10	10
1	Australia e Oceania		1	1	1	1
130	Produzione di gas naturale		137	125	131	128
22	- di cui società in Joint Venture e collegate		22	20	22	19

(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 (131 e 139 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2023 e 2022, rispettivamente, 127 e 124 mila boe/giorno nell'esercizio 2023 e 2022, rispettivamente e 119 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2023).