



Roma
28 aprile 2023

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

Eni: risultati del primo trimestre 2023

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

IV Trim. 2022			I Trim.		
			2023	2022	var %
88,71	Brent dated	\$/barile	81,27	101,40	(20)
1,021	Cambio medio EUR/USD		1,073	1,122	(4)
1.009	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl mc	606	1.043	(42)
13,6	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	11,2	(0,9)	..
1.617	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.656	1.662	(0)
	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni			
2.891	E&P		2.789	4.381	(36)
63	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		1.372	931	47
379	Sustainable Mobility, Refining e Chimica		154	(91)	..
118	Plenitude & Power		186	185	1
131	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		140	(215)	
3.582			4.641	5.191	(11)
776	Proventi (oneri) da partecipazioni e finanziari		340	41	729
4.358	Utile (perdita) ante imposte adjusted		4.981	5.232	(5)
2.493	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		2.907	3.270	(11)
0,74	per azione - diluito (€)		0,86	0,91	
627	Utile (perdita) netto ^{(a)(b)}		2.388	3.583	(33)
0,21	per azione - diluito (€)		0,70	1,00	
4.114	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		5.291	5.606	(6)
4.593	Flusso di cassa netto da attività operativa		2.982	3.098	(4)
2.775	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(c)		2.214	1.617	37
7.026	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		7.796	8.623	(10)
55.230	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.553	47.466	17
0,13	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,14	0,18	

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

(b) Di competenza azionisti Eni.

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

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

"Eni ha conseguito eccellenti risultati operativi e finanziari nonostante l'indebolimento dello scenario, grazie alla solidità del settore E&P che evidenzia il recupero della produzione d'idrocarburi, e al risultato di assoluto rilievo del settore Gas/LNG. Considerato anche il contributo delle bioraffinerie e della rete commerciale e la continua crescita del settore Plenitude & Power, il Gruppo ha realizzato €4,6 miliardi di utile operativo adjusted e €2,9 miliardi di profitti netti. Nel corso del trimestre abbiamo compiuto progressi sostanziali nell'attuazione della nostra strategia e del piano industriale. Sustainable Mobility, il più recente esempio del modello satellitare Eni, è diventata operativa integrando l'attività in crescita della bioraffinazione e la estesa rete di vendita dei prodotti; la crescita nei biocarburanti sarà potenziata grazie all'accordo relativo alla bioraffineria di St. Bernard in Louisiana, il cui avvio è programmato a breve. Plenitude ha incrementato la capacità rinnovabile a 2,3 GW e sta procedendo come pianificato per raggiungere l'obiettivo annuo di oltre 3 GW, mentre Versalis ha appena finalizzato un accordo strategico per l'acquisizione del 100% di Novamont, leader nel settore della chimica verde. Confermando quindi i progressi del nostro percorso di decarbonizzazione, nell'affrontare il tema della sicurezza energetica e accrescere la disponibilità di gas naturale, abbiamo definito un accordo di vasta portata con la società di Stato libica NOC per lo sviluppo delle Strutture A&E e abbiamo rafforzato la nostra posizione in Algeria attraverso l'acquisizione degli asset di bp.

Nel trimestre il flusso di cassa rettificato prima dell'assorbimento di circolante è stato di €5,3 miliardi, ampiamente superiore al fabbisogno per gli investimenti organici pari a €2,2 miliardi e al pagamento dei dividendi. Punto fermo della nostra azione è la disciplina finanziaria, condizione imprescindibile per affrontare allo stesso tempo le sfide del mercato dell'energia e creare valore per i nostri azionisti. Sulla base di tali risultati, confermiamo le previsioni 2023, e grazie alla solida posizione finanziaria e alle nostre flessibilità operative, siamo nella posizione di poter confermare alla prossima Assemblea annuale degli azionisti di maggio il piano già annunciato di incremento del dividendo 2023 a €0,94 per azione e l'avvio del programma di buy-back da €2,2 miliardi."

Highlight finanziari

- L'utile ante imposte adjusted del primo trimestre 2023 di €5 mld evidenzia una marginale riduzione rispetto al primo trimestre 2022 (-5%), nonostante la significativa contrazione dei prezzi delle materie prime energetiche (petrolio -20%; gas naturale -42%).
- L'andamento del Gruppo nel primo trimestre 2023 è stato sostenuto dalla robustezza del business E&P e dalla rilevante prestazione di GGP, oltre che dalla stabilità dei risultati di Sustainable Mobility & Refining. Significativo l'aumento del 30% dell'EBIT¹ adjusted e del 14% dell'utile ante imposte adjusted rispetto al quarto trimestre 2022, nonostante l'indebolimento dello scenario E&P.
- Il settore E&P ha conseguito l'EBIT adjusted di €2,8 mld, principalmente influenzato dai minori prezzi di realizzo e dal deconsolidamento delle attività angolane. Su base proforma, includendo il contributo di Azule, l'EBIT adjusted del settore E&P si ridetermina in €2,93 mld, in riduzione del 33% rispetto al primo trimestre 2022.
- Il settore GGP ha conseguito l'EBIT adjusted di €1,37 mld, in aumento del 47% rispetto al primo trimestre 2022, grazie alle azioni di ottimizzazione e di trading.
- Eni Sustainable Mobility, operativa dal 1° gennaio 2023, ha conseguito l'EBIT adjusted di €0,14 mld, in aumento di €0,07 mld rispetto al primo trimestre 2022 riesposto per considerare la nuova articolazione del settore operativo².
- Il business Refining ha conseguito l'EBIT adjusted di €0,13 mld rispetto alla perdita di €0,04 mld del primo trimestre 2022, per effetto di margini di raffinazione nettamente più elevati (indicatore SERM a 11 \$/bbl rispetto ad un valore negativo nel trimestre 2022), nonostante l'effetto negativo delle manutenzioni programmate di importanti unità di conversione e la minore esposizione al beneficio della significativa riduzione del costo del gas naturale per le azioni di efficientamento intraprese.
- Versalis ha risentito della flessione della domanda e delle incertezze del mercato, riflesse nel rallentamento delle decisioni di acquisto dei rivenditori, e dalla crescita della pressione competitiva dai flussi di prodotti provenienti da Medio Oriente e Asia dell'Est.
- Il settore Plenitude & Power ha conseguito solidi risultati con un EBIT adjusted di €0,19 mld (invariato rispetto al periodo di confronto) sostenuti dalla crescita della capacità rinnovabile e della produzione di energia rinnovabile e dalle ottimizzazioni nel business della generazione da gas. Plenitude ha conseguito l'EBITDA adjusted di €0,23 mld nonostante sfavorevoli condizioni di mercato.
- L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni del primo trimestre 2023 di €2,9 mld, in calo dell'11% rispetto al primo trimestre 2022, è stato caratterizzato dalle minori quotazioni degli idrocarburi e dall'effetto dell'imposta sui profitti del settore energetico in UK, attenuati dal robusto andamento industriale dei business Eni.
- Nel primo trimestre 2023, il flusso di cassa da attività operative ante working capital al costo di rimpiazzo di €5,3 mld ha largamente finanziato gli esborsi per gli investimenti organici (€2,2 mld) e i dividendi (€0,8 mld). I fattori stagionali che tipicamente influiscono sul fabbisogno di cassa per il capitale circolante del primo trimestre hanno assorbito la maggior parte del flusso di cassa in eccesso, mentre le altre attività d'investimento hanno contribuito per -€0,2 mld e il saldo netto di acquisizioni/disinvestimenti ha assorbito €0,3 mld.
- A marzo 2023 Eni ha pagato la terza rata del dividendo 2022 di €0,22 per azione. La quarta tranche di €0,22 per azione sarà pagata a maggio 2023.
- L'indebitamento finanziario netto ex-IFRS 16 al 31 marzo 2023 è pari a €7,8 mld; il leverage di gruppo a 0,14, rispetto allo 0,13 al 31 dicembre 2022.

¹ EBIT: earnings before interest and tax, acronimo anglosassone per utile operativo.

² Si rinvia al paragrafo "Criteri di redazione" del presente comunicato stampa per il restatement dell'utile operativo adjusted trimestralizzato 2022, a seguito della risegmentazione del precedente business Refining & Marketing per considerare la costituzione della nuova entità Eni Sustainable Mobility (100% Eni).

Principali sviluppi di business

Exploration & Production

- Nel primo trimestre 2023 circa 200 mln di boe sono stati aggiunti alle riserve esplorative grazie principalmente alle scoperte nell'offshore di Cipro, Messico ed Egitto, e all'appraisal di precedenti scoperte in Abu Dhabi.
- A marzo, annunciata la scoperta Yatzil nel prospetto esplorativo del Blocco 7 (Eni operatore con il 45%), nell'offshore del Messico, nel Bacino Sureste. Yatzil è il secondo pozzo perforato nel Blocco 7 e l'ottavo successo per Eni nell'area.
- A gennaio, firmato un importante accordo con la National Oil Corporation della Libia per lo sviluppo delle significative riserve di gas delle "Strutture A&E", nell'area contrattuale D. Lo start up produttivo è atteso nel 2026. Le attività beneficeranno delle sinergie con gli impianti di trattamento esistenti presso il complesso di Mellitah con un plateau atteso di 750 milioni di piedi cubi di gas/giorno. La produzione di gas oltre a rifornire il mercato interno libico, sarà destinata anche all'Italia continentale attraverso l'esistente gasdotto Greenstream, che collega Mellitah alla Sicilia. Il progetto prevede inoltre la costruzione di un hub onshore per la cattura e lo stoccaggio di CO₂.
- A gennaio, ceduta a QatarEnergy la partecipazione del 30% nei blocchi esplorativi offshore 4 e 9, in Libano, gestiti da TotalEnergies. Eni manterrà una partecipazione del 35% nell'iniziativa.
- A febbraio, finalizzata l'acquisizione del business di bp in Algeria, che include due concessioni produttive a gas "In Amenas" e "In Salah", operate congiuntamente con Sonatrach ed Equinor.
- In aprile, la FPSO Firenze è partita da Dubai verso il giacimento di Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio. La FPSO Firenze, che verrà ribattezzata Baleine dopo l'ormeggio in Costa d'Avorio, è stata ristrutturata e potenziata per trattare fino a 15.000 barili/g di petrolio e circa 25 milioni di piedi cubi di gas/giorno di gas associato.

Global Gas & LNG Portfolio

- A gennaio, raggiunto l'accordo con Snam per la ristrutturazione delle attività Eni relative alla rotta Sud del trasporto di gas naturale, tramite la cessione del 49,9% delle partecipazioni nelle società che gestiscono i diritti di trasporto dei gasdotti TTPC/Transmed che collegano l'Algeria all'Italia attraverso la Tunisia e il Mar Mediterraneo. Le partecipazioni sono state conferite nella nuova società "SeaCorridor", a controllo congiunto Eni e Snam, rispettivamente con il 50,1% e il 49,9%. Eni ha incassato €405 mln come corrispettivo dell'operazione.

Sustainable Mobility, Refining e Chimica

- A febbraio, annunciato accordo di joint venture con la società statunitense di raffinazione PBF per il progetto di bioraffinazione St. Bernard Renewables LLC (SBR) in fase di costruzione in Louisiana. L'operazione, soggetta alle condizioni di closing, prevede un apporto di capitale pari a \$835 mln e delle tecnologie di bioraffinazione. L'avvio dell'impianto è atteso nella prima metà del 2023 con l'obiettivo di una capacità di trattamento di circa 1,1 mln di tonnellate/anno per la produzione principalmente di HVO Diesel.
- A febbraio è stato firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con Saipem per la valutazione dell'utilizzo di biocarburanti per alimentare la flotta di navi di perforazione e costruzione di Saipem, a partire da quelle attualmente impiegate nel Mar Mediterraneo.
- In aprile firmati accordi per la fornitura di biocarburanti a due importanti operatori italiani della logistica e dei trasporti (Fercam e Spinelli).
- In aprile, finalizzato l'accordo di acquisizione da parte di Versalis, azionista di Novamont per una quota del 36%, del restante 64% detenuto da Mater-Bi, socio nella venture. L'operazione è soggetta alle normali condizioni di closing.

Plenitude e Power

- A gennaio, firmato un accordo con Simply Blue Group per lo sviluppo congiunto di progetti eolici offshore galleggianti in Italia. I primi due progetti "Messapia" in Puglia e "Krimisa" in Calabria, sono già stati presentati alle autorità competenti, con una capacità di 1,3 GW and 1,1 GW, rispettivamente.
- A gennaio, avviata la produzione presso il progetto "Golden Buckle Solar Project" da 263 MW in Brazoria County, Texas e produrrà in media tra i 400 e i 500 GWh di energia solare all'anno.
- A marzo, GreenIT, la joint venture tra Plenitude e CDP Equity, ha firmato un accordo con Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) per lo sviluppo di parchi eolici offshore galleggianti nel Lazio e in Sardegna.

Decarbonizzazione e Sostenibilità

- A gennaio, firmati accordi con Sonatrach per perseguire l'obiettivo comune di rafforzare la sicurezza energetica e accelerare la transizione verso un'economia low-carbon. I due partner valuteranno iniziative volte alla riduzione delle emissioni di gas serra attraverso progetti di efficienza energetica, energie rinnovabili, idrogeno verde e cattura e stoccaggio di CO₂, nonché il rafforzamento della sicurezza energetica, compresa la valutazione delle possibili opzioni per migliorare la capacità di esportazione di gas naturale dell'Algeria verso l'Europa.
- A marzo, firmato un accordo con ADNOC per valutare iniziative nel campo delle energie rinnovabili, idrogeno blue e verde, cattura e stoccaggio di CO₂, riduzione delle emissioni di CO₂ e metano e del gas flaring, nonché l'approvazione del Global Methane Pledge, in linea con la visione condivisa di rafforzare la sicurezza energetica globale e di contribuire a una transizione energetica sostenibile.
- A marzo, avviato il primo impianto al mondo di produzione di energia elettrica rinnovabile dal moto ondoso del mare, denominato ISWEC (Inertial Sea Wave Energy Converter), installato al largo di Pantelleria. La tecnologia ISWEC è stata sviluppata da Eni in collaborazione con il Politecnico di Torino e Wave for Energy Srl (spin-off dell'ateneo).
- A marzo, Eni ha firmato un nuovo accordo di collaborazione con Commonwealth Fusion Systems (CFS), uno spin-out del MIT di cui Eni è azionista strategico, per accelerare l'industrializzazione dell'energia da fusione a confinamento magnetico. L'accordo farà leva sull'esperienza globale di Eni nell'ingegneria e nella gestione dei progetti per aiutare CFS nello sviluppo su scala industriale della nascente tecnologia dell'energia da fusione a confinamento magnetico. Eni ritiene che tale tecnologia svolgerà un ruolo importante nella decarbonizzazione dell'economia promettendo una fornitura di energia inesauribile, sicura e priva di emissioni, rappresentando una trasformazione del paradigma energetico.
- A marzo, il dipartimento per la Sicurezza Energetica e Net Zero (DESNZ) del Regno Unito ha definito i progetti di cattura delle emissioni di CO₂, tra cui il Consorzio HyNet North West che include 5 progetti, che accederanno ai fondi pubblici, previsti dal Governo per accelerare la decarbonizzazione nell'Inghilterra nord-occidentale. Eni sarà responsabile della gestione del trasporto e dello stoccaggio della CO₂ sfruttando i suoi giacimenti di gas naturale esauriti nella baia di Liverpool. L'avvio di HyNet è previsto per la metà del decennio in corso con una portata di iniezione di circa 4,5 milioni per anno nella prima fase per poi raggiungere circa 10 milioni di tonnellate per anno di CO₂ a partire dal 2030. Inoltre, Eni ha recentemente sottoposto alla North Sea Transition Authority (NSTA) la candidatura per una licenza di stoccaggio di anidride carbonica nel giacimento di gas depletato di Hewett, che interessa un'area situata nel Mare del Nord meridionale britannico.
- A marzo costituita Enivibes (quota Eni 76%) con l'obiettivo di valorizzare sul mercato la tecnologia proprietaria E-vpms® (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System), dedicata al monitoraggio delle condotte per il trasporto dei liquidi per preservarne l'integrità. Enivibes è la prima venture costituita nell'ambito delle attività di Eniverse, Corporate Venture Builder di Eni.

Outlook 2023

Il Gruppo ha definito le seguenti previsioni operative e finanziarie riviste per l'esercizio 2023 sulla base delle informazioni al momento disponibili e delle stime del management soggette ai possibili rischi e incertezze dello scenario:

- E&P: produzione di idrocarburi confermata la guidance di 1,63-1,67 milioni di boe/g per il 2023 allo scenario Eni di 85 \$/barile. Nel secondo trimestre 2023 la produzione è prevista a 1,6 milioni di boe/g, a seguito delle manutenzioni programmate concentrate principalmente nel trimestre.
- E&P: confermato l'obiettivo esplorativo di 700 milioni di boe di nuove risorse.
- GGP: ristretto l'intervallo di previsione di EBIT adjusted a €2 mld–€2,2 mld per l'anno, rispetto alla previsione iniziale di €1,7 mld–€2,2 mld.
- Plenitude & Power: EBITDA adjusted di Plenitude confermato superiore a €0,7 mld.
- Sustainable Mobility, Refining e Chimica: EBITDA adjusted di Sustainable Mobility previsto a oltre €0,9 mld, migliorando la previsione iniziale. EBIT adjusted proforma del downstream confermato a €1-1,1 mld, coerente con la previsione iniziale assumendo tassi di cambio costanti.
- Risultati consolidati: EBIT adjusted e flusso di cassa³ attesi rispettivamente a €12 mld e a oltre €16 mld, in miglioramento rispetto alle previsioni iniziali a scenario costante⁴.
- Investimenti di Gruppo: nuova previsione a circa €9,2 mld, in riduzione rispetto all'indicazione iniziale di €9,5 mld tenuto conto del rafforzamento dell'euro. Ulteriori potenziali riduzioni sono rese possibili grazie alle continue ottimizzazioni e alla flessibilità.
- Leverage: previsto entro il limite dichiarato di 0,10-0,20.
- Remunerazione degli azionisti: il dividendo per l'intero 2023 di €0,94 per azione è confermato in attesa dell'approvazione dell'Assemblea del prossimo 10 maggio. Confermato anche il piano di acquisto di azioni proprie da €2,2 mld, anch'esso in attesa dell'approvazione dell'Assemblea per un ammontare fino a €3,5 mld.

³ Prima della variazione del capitale circolante.

⁴ Lo scenario aggiornato per il 2023 è: prezzo del petrolio Brent 85 \$/barile (invariato), SERM 8 \$/barile (rispetto alla previsione iniziale di 7 \$/barile), prezzo del gas naturale al PSV 529 €/kmc (da 970 €/kmc); cambio EUR vs USD 1,08 (da 1,03).

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

IV Trim. 2022			I Trim.		
			2023	2022	var %
Produzioni					
776	Petrolio	mgl di barili/g	780	780	
125	Gas naturale	mIn di metri cubi/g	130	131	(1)
1.617	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.656	1.662	(0)
Prezzi medi di realizzo ^(a)					
77,60	Petrolio	\$/barile	72,86	93,98	(22)
308	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	285	319	(11)
61,96	Idrocarburi	\$/boe	57,24	71,02	(19)

(a) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel primo trimestre 2023 la **produzione di idrocarburi** di 1,66 mln di boe/giorno è invariata rispetto al primo trimestre 2022. La produzione è stata sostenuta dai ramp-up in Mozambico e Messico, dalla maggiore attività in Algeria, che beneficia anche delle acquisizioni di periodo, nonché in Libia e negli Stati Uniti. Questi effetti sono stati compensati dal declino dei campi maturi. Il confronto sequenziale riporta una crescita del 2%, beneficiando della ripresa dei normali livelli di attività in Kazakhstan e degli incrementi in Algeria, Mozambico, Stati Uniti e Indonesia.
- La **produzione di petrolio** è stata di 780 mila barili/giorno nel primo trimestre 2023, invariata rispetto al primo trimestre 2022. La crescita produttiva in Algeria, Messico e negli Stati Uniti è stata compensata dal declino di giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 130 mln di metri cubi/giorno nel trimestre, invariata rispetto al primo trimestre 2022. Incrementi della produzione sono stati registrati in Algeria, Mozambico e Libia compensati dal declino di giacimenti maturi.

Risultati

IV Trim.		I Trim.		
2022	(€ milioni)	2023	2022	var %
2.246	Utile (perdita) operativo	2.702	4.344	(38)
645	Esclusione special items	87	37	
2.891	Utile (perdita) operativo adjusted	2.789	4.381	(36)
(128)	Proventi (oneri) finanziari netti	(44)	(103)	
691	Proventi (oneri) su partecipazioni	314	379	
171	di cui: - Vår Energi	180	235	
281	- Azule	115		
3.454	Utile (perdita) ante imposte adjusted	3.059	4.657	(34)
(1.598)	Imposte sul reddito	(1.537)	(1.737)	12
46,3	tax rate (%)	50,2	37,3	
1.856	Utile (perdita) netto adjusted	1.522	2.920	(48)
	I risultati includono:			
361	Costi di ricerca esplorativa:	73	68	7
55	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	57	46	
306	- radiazione di pozzi di insuccesso	16	22	
2.041	Investimenti tecnici	1.819	1.071	70

- Nel primo trimestre 2023, il settore **Exploration & Production** ha conseguito un **utile operativo adjusted** di €2.789 mln, in riduzione del 36% rispetto al corrispondente periodo del 2022, per effetto: (i) della flessione del prezzo del petrolio in dollari (il riferimento Brent in calo del 20% nel trimestre) e del ribasso dei prezzi del gas in tutte le aree geografiche che hanno influito negativamente in particolare sui prezzi di realizzo in Europa, i cui effetti sono stati alleviati dall'apprezzamento del tasso di cambio USD/EUR (+4%), nonché da variazioni positive di volume/mix e dalla gestione disciplinata dei costi; (ii) del mancato contributo delle società operative angolane a seguito del loro conferimento nella JV Azule, nel terzo trimestre 2022, i cui risultati sono riconosciuti al di sotto dell'Ebit.

Su base proforma, includendo per il trimestre l'utile operativo di Azule (€140 mln), il settore E&P ha conseguito l'utile operativo adjusted di €2,93 mld, in riduzione del 33% rispetto al primo trimestre 2022.

- Nel primo trimestre 2023, il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €1.522 mln, in riduzione di circa il 48% rispetto al primo trimestre 2022 a causa della debole performance operativa e delle partecipate, in particolare di Vår Energi. Nel primo trimestre 2023, il tax rate è aumentato di 13 punti percentuali rispetto al periodo di confronto, per effetto del deconsolidamento delle società operative angolane, che registravano aliquote inferiori alla media del segmento E&P, dell'impatto dei minori prezzi di realizzo degli idrocarburi e della windfall tax sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito, non considerata special item.

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

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

IV Trim. 2022			I Trim.		
			2023	2022	var %
1.009	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl di metri cubi	606	1.043	(42)
999	TTF		572	1.018	(44)
9	Spread PSV vs. TTF		34	26	33
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi			
7,32	Italia		7,10	9,45	(25)
7,71	Resto d'Europa		7,22	7,93	(9)
0,80	di cui: Importatori in Italia		0,62	0,46	35
6,91	Mercati europei		6,60	7,47	(12)
0,52	Resto del Mondo		0,52	0,88	(41)
15,55	Totale vendite gas (*)		14,84	18,26	(19)
2,4	di cui: vendite di GNL		2,7	2,8	(4)

(*) Include vendite intercompany.

- Nel primo trimestre 2023 **le vendite di gas naturale** di 14,84 mld di metri cubi sono diminuite del 19% rispetto allo stesso periodo del 2022, a seguito dei minori volumi di gas commercializzati in Italia, in particolare nel segmento grossisti. Nei mercati europei i volumi venduti di gas hanno registrato un decremento del 12% a causa delle minori vendite nel Regno Unito e nella Penisola Iberica, in parte compensati dai maggiori volumi commercializzati in Germania e Austria.

Risultati

IV Trim. 2022		(€ milioni)	I Trim.		
			2023	2022	var %
3.728	Utile (perdita) operativo		275	(977)	..
(3.665)	Esclusione special item		1.097	1.908	
63	Utile (perdita) operativo adjusted		1.372	931	47
22	Proventi (oneri) finanziari netti		2	(5)	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni		10	1	
	di cui: SeaCorridor		10		
86	Utile (perdita) ante imposte adjusted		1.384	927	49
(346)	Imposte sul reddito		(385)	(271)	(42)
(260)	Utile (perdita) netto adjusted		999	656	52
9	Investimenti tecnici			3	(100)

- Nel primo trimestre 2023 il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha riportato un utile operativo adjusted di €1.372 mln, +€441 mln (+47%) rispetto allo stesso periodo del 2022, per effetto delle attività di ottimizzazione e di trading intese a catturare valore dalla volatilità dei prezzi e dai differenziali nei vari mercati facendo leva sulla flessibilità del portafoglio gas/GNL.

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

Sustainable Mobility, Refining e Chimica

Produzioni e vendite

IV Trim. 2022			I Trim.		
			2023	2022	var %
13,6	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	11,2	(0,9)	..
3,73	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,24	3,50	21
2,86	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,47	2,57	(4)
6,59	Totale lavorazioni		6,71	6,07	
74	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	77	70	
129	Lavorazioni bio	mgl ton	136	91	49
50	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	54	36	
Marketing					
1,91	Vendite rete Europa	mln ton	1,75	1,68	4
1,38	Vendite rete Italia		1,25	1,20	4
0,53	Vendite rete resto d'Europa		0,50	0,48	4
21,9	Quota mercato rete Italia	%	21,5	21,9	
2,15	Vendite extrarete Europa	mln ton	1,83	1,87	(2)
1,55	Vendite extrarete Italia		1,42	1,32	8
0,60	Vendite extrarete resto d'Europa		0,41	0,55	(25)
Chimica					
0,77	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,76	1,13	(33)
44	Tasso utilizzo impianti	%	52	70	

- Nel primo trimestre 2023 il **margin di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin) si è attestato in media a 11,2 \$/barile, rispetto ai valori negativi riportati nel periodo di confronto (-0,9 \$/barile). I margini di raffinazione registrano un incremento significativo trainati da un forte rimbalzo della domanda per tutti i tipi di prodotti raffinati, a causa della riapertura dell'economia e dei colli di bottiglia nel sistema, nonché dalla riduzione del costo del gas naturale.
- Nel primo trimestre 2023 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 4,24 mln di tonnellate, sono in crescita del 21% rispetto al primo trimestre 2022 per effetto dei maggiori volumi lavorati presso le raffinerie di Livorno e Milazzo, in parte compensati dalle minori lavorazioni della raffineria di Taranto. Le lavorazioni nel resto del mondo sono in calo del 4% rispetto al periodo di confronto 2022, a seguito dei minori volumi processati in Germania.
- Nel primo trimestre 2023 i **volumi di lavorazione bio** pari a 136 mila tonnellate registrano un incremento del 49% rispetto all'analogo periodo del 2022 a seguito dei maggiori volumi lavorati presso la bioraffineria di Gela, in manutenzione nel primo trimestre 2022, in parte compensati dalle minori lavorazioni della bioraffineria di Venezia.
- Nel primo trimestre 2023 le **vendite rete in Italia** pari a 1,25 mln di tonnellate sono in crescita rispetto al periodo di confronto (+4%) per effetto delle maggiori vendite di benzine e gasolio, per la ripresa dei consumi.
- Nel primo trimestre 2023 le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,42 mln di tonnellate sono in aumento rispetto al primo trimestre 2022 (+8%) a seguito dei maggiori volumi commercializzati di gasolio e jet fuel.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel primo trimestre 2023 pari a 0,76 mln di tonnellate sono in calo del 33% rispetto al periodo di confronto per effetto della minore domanda, della pressione competitiva e degli elevati costi energetici.
- Nel primo trimestre 2023 il **margin del cracker** ha registrato un incremento rispetto allo stesso periodo del 2022. I margini sul polietilene e sugli stirenici hanno riportato una riduzione rispetto al primo trimestre 2022.

Risultati

IV Trim.		I Trim.		
2022	(€ milioni)	2023	2022	var %
(1.228)	Utile (perdita) operativo	(270)	662	..
730	Esclusione (utile) perdita di magazzino	337	(763)	
877	Esclusione special item	87	10	
379	Utile (perdita) operativo adjusted	154	(91)	..
234	- <i>Sustainable Mobility</i>	137	64	..
232	- <i>Refining</i>	126	(40)	..
(87)	- <i>Chimica</i>	(109)	(115)	5
6	Proventi (oneri) finanziari netti	(4)	(10)	
244	Proventi (oneri) su partecipazioni	152	52	
228	di cui: <i>ADNOC R&GT</i>	151	45	
629	Utile (perdita) ante imposte adjusted	302	(49)	..
(100)	Imposte sul reddito	(74)	(5)	..
529	Utile (perdita) netto adjusted	228	(54)	..
461	Investimenti tecnici	138	92	50

- Nel primo trimestre 2023 **Sustainable Mobility** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €137 mln, in crescita di €73 mln rispetto all'utile operativo adjusted proforma del primo trimestre 2022, a seguito della riesposizione dei periodi comparativi 2022 per considerare la costituzione della nuova unità di business operativa dal 1° gennaio 2023. L'incremento riflette le maggiori produzioni di biocarburanti e la stabilità del risultato del marketing.

Il business **Refining** ha riportato un utile operativo adjusted di €126 mln che si confronta con la perdita di €40 mln del primo trimestre 2022. Il miglioramento del risultato è stato trainato dai margini di raffinazione sostanzialmente più elevati con il SERM in rialzo a 11 \$/barile rispetto ai valori negativi del 2022, parzialmente compensato dalle fermate programmate di alcune importanti unità di conversione e dalla circostanza che il beneficio legato ai minori costi delle utility indicizzate ai prezzi del gas naturale è stato anticipato nei trimestri precedenti.
- Nel primo trimestre 2023 il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una **perdita operativa adjusted** di €109 mln (+€6 mln) che riflette il calo della domanda e le incertezze del mercato, che ha frenato le decisioni d'acquisto da parte dei rivenditori, e la continua pressione competitiva dei prodotti provenienti dal Medio Oriente e dall'Est asiatico.

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

Plenitude & Power

Produzioni e vendite

IV Trim.		I Trim.		
2022		2023	2022	var %
Plenitude				
10,1	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	10,1	10,1
1,86	Vendite retail e business gas	mld di metri cubi	2,91	3,42 (15)
4,43	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,62	5,10 (9)
2,198	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	2,324	1,397 66
54	di cui: - fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)	%	56	58
46	- eolico		44	42
652	Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	990	557 78
13,1	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	14,7	7,3 101
Power				
5,07	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	5,16	5,73 (10)
4,95	Produzione termoelettrica		5,27	6,07 (13)

- Le **vendite retail e business di gas** sono state di 2,91 mld di metri cubi nel primo trimestre 2023, in calo del 15% rispetto allo stesso periodo del 2022. In Italia, la riduzione dei volumi venduti ha riguardato principalmente il segmento residenziale come conseguenza delle condizioni climatiche miti nonché della maggiore consapevolezza dei consumatori riguardo i consumi di gas. Nei mercati esteri le vendite sono state impattate negativamente dai minori volumi commercializzati in Francia e Grecia.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 4,62 TWh nel primo trimestre 2023 sono in diminuzione del 9% rispetto allo stesso periodo del 2022, principalmente a causa della riduzione della domanda nei mercati internazionali.
- Al 31 marzo 2023, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 2,3 GW, +0,9 GW rispetto al 31 marzo 2022, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate nel 2022 e 2023 (Gruppo PLT e Fortore Energia in Italia, Cuevas in Spagna e Kellam negli Stati Uniti), allo sviluppo organico dei progetti di Brazoria negli Stati Uniti e Cerillares in Spagna, nonché alla realizzazione del primo impianto di accumulo di energia in Italia, presso il sito di Assemini (14 MW).
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 990 GWh nel primo trimestre 2023, quasi raddoppiata vs il corrispondente periodo del 2022, principalmente grazie al contributo degli asset acquisiti e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 31 marzo 2023 sono pari a 14.700 unità, raddoppiati rispetto al marzo 2022, in linea con il piano di potenziamento dell'infrastruttura di rete.
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** sono state di 5,16 TWh nel primo trimestre 2023, in calo del 10% rispetto al periodo di confronto a causa dei minori volumi commercializzati presso il segmento dei clienti liberi e della borsa elettrica.

Risultati

IV Trim.		I Trim.		
2022	(€ milioni)	2023	2022	var %
(4.950)	Utile (perdita) operativo	(308)	1.594	(119)
5.068	Esclusione special item	494	(1.409)	
118	Utile (perdita) operativo adjusted	186	185	1
78	- <i>Plenitude</i>	132	139	(5)
40	- <i>Power</i>	54	46	17
(2)	Proventi (oneri) finanziari netti		(3)	
(8)	Proventi (oneri) su partecipazioni	(5)	(2)	
108	Utile (perdita) ante imposte adjusted	181	180	1
(53)	Imposte sul reddito	(54)	(61)	11
55	Utile (perdita) netto adjusted	127	119	7
191	Investimenti tecnici	149	141	6

- Nel primo trimestre 2023 **Plenitude** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €132 mln, in riduzione del 5% rispetto allo stesso periodo del 2022. La stabilità dell'andamento è dovuta all'incremento della capacità di generazione rinnovabile e delle relative produzioni che hanno quasi completamente assorbito la riduzione del 35% dei prezzi di mercato dell'energia elettrica.
- Nel primo trimestre 2023 il business **Power** di produzione di energia elettrica da impianti a gas ha riportato un **utile operativo adjusted** di €54 mln, in crescita di €8 mln rispetto allo stesso periodo del 2022, +17%, per effetto delle ottimizzazioni e dei minori costi del combustibile.

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

Risultati di gruppo

IV Trim. 2022	(€ milioni)	I Trim.		
		2023	2022	var %
31.525	Ricavi della gestione caratteristica	27.185	32.129	(15)
(423)	Utile (perdita) operativo	2.513	5.352	(53)
722	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	357	(713)	
3.283	Esclusione special item ^(a)	1.771	552	
3.582	Utile (perdita) operativo adjusted	4.641	5.191	(11)
	Dettaglio per settore di attività			
2.891	<i>Exploration & Production</i>	2.789	4.381	(36)
63	<i>GGP</i>	1.372	931	47
379	<i>Sustainable Mobility, Refining e Chimica</i>	154	(91)	269
118	<i>Plenitude & Power</i>	186	185	1
(143)	<i>Corporate e altre attività</i>	(134)	(174)	23
274	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	274	(41)	
3.582	Utile (perdita) operativo adjusted	4.641	5.191	(11)
(125)	Proventi (oneri) finanziari	(123)	(339)	64
901	Proventi (oneri) da partecipazioni	463	380	22
4.358	Utile (perdita) ante imposte adjusted	4.981	5.232	(5)
(1.841)	Imposte sul reddito	(2.055)	(1.956)	(5)
2.517	Utile (perdita) netto adjusted	2.926	3.276	(11)
24	<i>di competenza: - interessenze di terzi</i>	19	6	
2.493	- azionisti Eni	2.907	3.270	(11)
627	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	2.388	3.583	(33)
509	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	255	(507)	
1.357	Esclusione special item ^(a)	264	194	
2.493	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	2.907	3.270	(11)

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

- Nel primo trimestre 2023 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €4.641 mln con una riduzione dell'11% rispetto al primo trimestre 2022 dovuta principalmente al settore E&P (-36% a €2.789 milioni) per effetto dei minori prezzi di realizzo delle produzioni a causa della flessione dei prezzi di riferimento del petrolio e del gas naturale nonché del deconsolidamento delle società operative angolane conferite alla JV Azule nel terzo trimestre del 2022. I risultati di Gruppo sono stati sostenuti dalla performance di GGP (+47% a €1.372 mln) grazie alle attività di ottimizzazione e di trading, e dall'andamento di Sustainable Mobility & Refining (in aumento di €239 mln).
- Nel primo trimestre 2023 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** è stato di €2.907 mln in riduzione di €363 mln rispetto al primo trimestre 2022 (-11%), a causa della flessione dello scenario energetico in parte compensato dal miglioramento della gestione industriale.
- **Tax rate consolidato**: il tax rate consolidato adjusted pari al 41% è aumentato di 4 punti percentuali, rispetto al primo trimestre 2022, per effetto del deconsolidamento delle società operative angolane, che registravano aliquote inferiori alla media del segmento E&P, della windfall tax sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito, nonché dello scenario sfavorevole, in parte compensati dalla maggiore incidenza dell'utile imponibile conseguito dalle controllate italiane.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

IV Trim.		I Trim.		
2022	(€ milioni)	2023	2022	var. ass.
670	Utile (perdita) netto	2.407	3.589	(1.182)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
2.600	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.171	1.554	(383)
(65)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(408)	(334)	(74)
(138)	- dividendi, interessi e imposte	1.302	2.454	(1.152)
3.397	Variazione del capitale di esercizio	(293)	(2.605)	2.312
811	Dividendi incassati da partecipate	560	58	502
(2.606)	Imposte pagate	(1.540)	(1.393)	(147)
(76)	Interessi (pagati) incassati	(217)	(225)	8
4.593	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.982	3.098	(116)
(2.764)	Investimenti tecnici	(2.119)	(1.364)	(755)
(1.066)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(645)	(1.194)	549
271	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	445	574	(129)
1.184	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(212)	(161)	(51)
2.218	Free cash flow	451	953	(502)
(590)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	752	2.715	(1.963)
(585)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(139)	1.890	(2.029)
(227)	Rimborso di passività per beni in leasing	(247)	(290)	43
(1.944)	Flusso di cassa del capitale proprio	(781)	(32)	(749)
(51)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(39)	(39)	
(136)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(32)	9	(41)
(1.315)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(35)	5.206	(5.241)
4.114	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	5.291	5.606	(315)

IV Trim.		I Trim.		
2022	(€ milioni)	2023	2022	var. ass.
2.218	Free cash flow	451	953	(502)
(227)	Rimborso di passività per beni in leasing	(247)	(290)	43
(380)	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(79)	79
362	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(147)		(147)
(560)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)	(7)	(149)	142
(1.944)	Flusso di cassa del capitale proprio	(781)	(32)	(749)
(51)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(39)	(39)	
(582)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(770)	364	(1.134)
227	Rimborsi lease liability	247	290	(43)
(89)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(134)	(323)	189
(444)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	(657)	331	(988)

(a) Include gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito all'interno dei debiti finanziari (€85 milioni e €9 milioni nel primo trimestre 2023 e nel primo trimestre 2022, rispettivamente, e €22 milioni nel quarto trimestre 2022).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo trimestre 2023 è stato di €2.982 mln e include €560 milioni di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy e Vår Energi.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €5.291 mln nel primo trimestre 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.

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:

IV Trim.		I Trim.		
2022	(€ milioni)	2023	2022	var. ass.
4.593	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.982	3.098	(116)
(3.397)	Variazione del capitale di esercizio	293	2.605	(2.312)
1.076	Esclusione derivati su commodity	1.247	605	642
722	Esclusione (utile) perdita di magazzino	357	(713)	1.070
2.994	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	4.879	5.595	(716)
1.120	Accantonamenti straordinari su crediti e altri oneri	412	11	401
4.114	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	5.291	5.606	(315)

I **capex organici** di €2,2 mld, in aumento del 37% rispetto al periodo di confronto per effetto del maggiore spending nei progetti gas naturale/LNG a sostegno della sicurezza energetica, comprendono gli apporti di capitale alle società partecipate che stanno implementando progetti per conto di Eni.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a circa €0,3 mld (inclusi i debiti acquisiti e disinvestiti) principalmente riferiti all'acquisizione degli asset di bp in Algeria, in parte compensati dalla cessione del 49,9% della partecipazione Eni nelle società di gestione dei gasdotti TTPC/Transmed a seguito dell'accordo con Snam.

L'incremento dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €0,8 mld è dovuto al flusso di cassa netto adjusted da attività operativa di circa €5,3 mld, all'assorbimento di cassa di circolante (€2,3 mld) e per gli investimenti (€2,2 mld), al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni di €0,78 mld, all'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (€0,3 mld), ad altre attività d'investimento (€0,2 mld), nonché al pagamento delle rate di leasing e cedole dei bond ibridi (€0,3 mld).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Mar. 2023	31 Dic. 2022	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	56.590	56.332	258
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.371	4.446	(75)
Attività immateriali	5.492	5.525	(33)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.461	1.786	(325)
Partecipazioni	13.592	13.294	298
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.041	1.978	63
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.996)	(2.320)	324
	81.551	81.041	510
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.452	7.709	(1.257)
Crediti commerciali	13.026	16.556	(3.530)
Debiti commerciali	(13.363)	(19.527)	6.164
Attività (passività) tributarie nette	(4.086)	(2.991)	(1.095)
Fondi per rischi e oneri	(15.179)	(15.267)	88
Altre attività (passività) d'esercizio	582	316	266
	(12.568)	(13.204)	636
Fondi per benefici ai dipendenti	(808)	(786)	(22)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	12	156	(144)
CAPITALE INVESTITO NETTO	68.187	67.207	980
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.082	54.759	323
Interessenze di terzi	471	471	
Patrimonio netto	55.553	55.230	323
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	7.796	7.026	770
Passività per beni leasing	4.838	4.951	(113)
- di cui working interest Eni	4.349	4.457	(108)
- di cui working interest follower	489	494	(5)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.634	11.977	657
COPERTURE	68.187	67.207	980
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,14	0,13	0,01
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,23	0,22	0,01
Gearing	0,19	0,18	0,01

Al 31 marzo 2023, il **capitale immobilizzato** (€81,55 mld) è aumentato di €0,5 mld rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto degli investimenti, delle acquisizioni e dell'incremento del book value delle partecipazioni valutate all'equity, che riflettono l'effetto netto dei risultati in quota Eni delle partecipate e della derecognition degli asset Eni relativi al trasporto di gas naturale, che sono stati conferiti nella società di nuova costituzione "SeaCorridor" (joint venture tra Eni e Snam con una quote rispettivamente del 50,1% e del 49,9%) e dei dividendi distribuiti dalle società partecipate.

Questi incrementi sono stati in parte assorbiti dalle differenze di cambio negative (il tasso di cambio di fine periodo EUR vs. USD è pari a 1,088, in crescita del 2% rispetto a 1,067 al 31 dicembre 2022, riducendo pertanto il book value delle attività denominate in dollari), e dagli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo.

Il **capitale di esercizio netto** (-€12,57 mld) è aumentato di €0,64 mld a seguito della riduzione del saldo tra crediti e debiti commerciali (circa +€2,6 mld), in parte compensato dal minor valore delle scorte di petrolio e prodotti dovuto all'applicazione del metodo del costo medio ponderato in un contesto di prezzi in calo (-€1,3 mld) e dalle maggiori passività tributarie nette (+€1,1 mld).

Il **patrimonio netto** (€55,55 mld) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto dell'utile netto del periodo (€2,4 mld) e della variazione positiva della riserva cash flow hedge (€0,6 mld), in parte compensati dalle differenze negative di cambio (circa €1 mld) che riflettono l'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro nonché dai dividendi pagati o attribuiti agli azionisti (€1,5 mld).

L'**indebitamento finanziario netto**⁵ ante lease liability al 31 marzo 2023 è pari a €7,8 mld, in aumento di circa €0,8 mld rispetto al 31 dicembre 2022. Il **leverage**⁶ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,14 al 31 marzo 2023 (0,13 al 31 dicembre 2022).

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €1.771 mln nel primo trimestre 2023, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €87 mln nel primo trimestre 2023 relativi principalmente agli accantonamenti per oneri ambientali (€17 mln) e alle svalutazioni per perdite su crediti (€55 mln).
- **GGP:** oneri netti di €1.097 mln nel primo 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 e dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (onere di €393 mln). Le rettifiche comprendono la riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo negativo di €18 mln nel primo trimestre 2023 relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione.
- **Sustainable Mobility, Refining and Chemicals:** oneri netti di €87 mln nel primo trimestre 2023 relativi principalmente al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€54 mln), oneri ambientali (€17 mln), nonché la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (onere di €31 mln).
- **Plenitude & Power:** oneri netti per €494 mln relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting, nonché, in misura minore, l'effetto di alcuni derivati attivati nell'ambito di un programma annuale di copertura, ripartito sui trimestri 2023.

Gli altri special item del primo trimestre 2023 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.

I proventi straordinari d'imposta sono relativi alla revisione di €0,45 mld dell'importo stanziato nel bilancio 2022 relativo al contributo solidaristico italiano istituito dalla Legge n.197/2022 (Legge Finanziaria 2023) per effetto delle recenti novità normative che consentono a Eni di escludere dall'imponibile ai fini della determinazione del tributo le riserve di rivalutazione di capitale distribuite agli azionisti nel 2022.

⁵ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 26.

⁶ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione indicatori alternativi di performance alle pag. 19 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

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

Criteria di redazione

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

- Sustainable Mobility "SM"; e
- Refining.

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

2022	I trimestre		II trimestre		III trimestre		IV trimestre	
	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto
Utile (perdita) operativo adjusted								
R&M e Chimica	(91)		1.104		537		379	
- Refining & Marketing	24		979		714		466	
- Chimica	(115)		125		(177)		(87)	
Sustainable Mobility, Refining e Chimica		(91)		1.104		537		379
- Sustainable Mobility		64		351		493		234
- Refining		(40)		628		221		232
- Chimica		(115)		125		(177)		(87)

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

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

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

Disclaimer

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

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria@societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

Eni

Società per Azioni, Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

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

Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

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

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

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto, restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'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 rappresentative della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi finanziari connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante.

In applicazione della Delibera CONSOB n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

Leverage

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

Gearing

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

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

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

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

I Trimestre 2023

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

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I Trimestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.344	(977)	662	1.594	(180)	(91)	5.352
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(763)			50	(713)
Esclusione special item:							
oneri ambientali			14				14
svalutazioni (riprese di valore) nette	8	3	45		6		62
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset	(2)						(2)
accantonamenti a fondo rischi							
oneri per incentivazione all'esodo	17		10		9		36
derivati su commodity		2.043	(30)	(1.408)			605
differenze e derivati su cambi	(5)	35	(7)	(1)			22
altro	19	(173)	(22)		(9)		(185)
Special item dell'utile (perdita) operativo	37	1.908	10	(1.409)	6		552
Utile (perdita) operativo adjusted	4.381	931	(91)	185	(174)	(41)	5.191
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(103)	(5)	(10)	(3)	(218)		(339)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	379	1	52	(2)	(50)		380
Utile (perdita) ante imposte adjusted	4.657	927	(49)	180	(442)	(41)	5.232
Imposte sul reddito ^(a)	(1.737)	(271)	(5)	(61)	101	17	(1.956)
Tax rate (%)							37,4
Utile (perdita) netto adjusted	2.920	656	(54)	119	(341)	(24)	3.276
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							6
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.270
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							3.583
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(507)
Esclusione special item							194
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.270

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV trimestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.246	3.728	(1.228)	(4.950)	(501)	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	(38)	(135)	42	(2)			(133)
altro	275	483	93	2	136		989
Special item dell'utile (perdita) operativo	645	(3.665)	877	5.068	358		3.283
Utile (perdita) operativo adjusted	2.891	63	379	118	(143)	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	3.454	86	629	108	(193)	274	4.358
Imposte sul reddito ^(a)	(1.598)	(346)	(100)	(53)	332	(76)	(1.841)
<i>Tax rate (%)</i>							42,2
Utile (perdita) netto adjusted	1.856	(260)	529	55	139	198	2.517
<i>di cui:</i>							
- 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.

Analisi degli special item

IV Trim.		I Trim.	
2022	(€ milioni)	2023	2022
348	Oneri ambientali	34	14
875	Svalutazioni (riprese di valore) nette	59	62
(32)	Plusvalenze nette su cessione di asset	9	(2)
76	Accantonamenti a fondo rischi		
82	Oneri per incentivazione all'esodo	18	36
1.076	Derivati su commodity	1.247	605
(133)	Differenze e derivati su cambi	1	22
991	Altro	403	(185)
3.283	Special item dell'utile (perdita) operativo	1.771	552
111	Oneri (proventi) finanziari	1	(16)
	<i>di cui:</i>		
133	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(1)	(22)
(201)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(729)	(475)
	<i>di cui:</i>		
	- plusvalenza SeaCorridor	(824)	
(1.855)	Imposte sul reddito	(779)	133
1.338	Totale special item dell'utile (perdita) netto	264	194
	<i>di competenza:</i>		
1.357	- azionisti Eni	264	194
(19)	- interessenze di terzi		

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

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

	2022		I Trim.		
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	5.352	(713)	530	22	5.191
Proventi/oneri finanziari	(323)		6	(22)	(339)
Proventi/oneri da partecipazioni	855		(475)		380
. Vår Energi	248		(13)		235
. Adnoc R&T	110		(65)		45
Imposte sul reddito	(2.295)	206	133		(1.956)
Utile netto	3.589	(507)	194		3.276
- Interessenze di terzi	6				6
Utile netto di competenza azionisti Eni	3.583				3.270

	IV Trimestre 2022				
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	(423)	722	3.416	(133)	3.582
Proventi/oneri finanziari	(236)		(22)	133	(125)
Proventi/oneri da partecipazioni	1.102		(201)		901
. Vår Energi	295		(124)		171
. Azule	281				281
. Adnoc R&T	105		123		228
Imposte sul reddito	227	(213)	(1.855)		(1.841)
Utile netto	670	509	1.338		2.517
- Interessenze di terzi	43		(19)		24
Utile netto di competenza azionisti Eni	627				2.493

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

IV Trim.		I Trim.		
2022	(€ milioni)	2023	2022	var %
7.328	Exploration & Production	6.001	7.772	(23)
10.844	Global Gas & LNG Portfolio	7.944	13.410	(41)
14.736	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	13.457	13.052	3
4.831	Plenitude & Power	5.044	6.219	(19)
591	Corporate e altre attività	440	394	12
(6.805)	Elisioni di consolidamento	(5.701)	(8.718)	
31.525		27.185	32.129	(15)

Costi operativi

IV Trim.		I Trim.		
2022	(€ milioni)	2023	2022	var %
28.252	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	21.976	23.479	(6)
69	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	108	177	(39)
817	Costo lavoro	794	793	-
82	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	18	36	
29.138		22.878	24.449	(6)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

IV Trim.		I Trim.		
2022	(€ milioni)	2023	2022	var %
1.784	Exploration & Production	1.552	1.557	-
58	Global Gas & LNG Portfolio	50	55	(9)
129	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	114	121	(6)
96	Plenitude & Power	111	86	29
37	Corporate e altre attività	33	34	(3)
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)	
2.096	Ammortamenti	1.852	1.845	
875	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	59	62	(5)
2.971	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.911	1.907	-
500	Radiazioni	32	25	
3.471		1.943	1.932	1

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
I Trimestre 2023						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	251	10	109	(5)	(7)	358
Dividendi			9			9
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	1	415	1			417
Altri proventi (oneri) netti		409			(1)	408
	252	834	119	(5)	(8)	1.192

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 Mar. 2023	31 Dic. 2022	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	26.916	26.917	(1)
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.425	7.543	(1.118)
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.491	19.374	1.117
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.146)	(10.155)	9
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(7.803)	(8.251)	448
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.171)	(1.485)	314
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	7.796	7.026	770
Passività per beni in leasing	4.838	4.951	(113)
- di cui working interest Eni	4.349	4.457	(108)
- di cui working interest follower	489	494	(5)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.634	11.977	657
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.553	55.230	323
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,14	0,13	0,01
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,23	0,22	0,01

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Mar. 2023	31 Dic. 2022
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	10.146	10.155
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	7.803	8.251
Altre attività finanziarie	1.192	1.504
Crediti commerciali e altri crediti	17.475	20.840
Rimanenze	6.452	7.709
Attività per imposte sul reddito	628	317
Altre attività	7.771	12.821
	51.467	61.597
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	56.590	56.332
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.371	4.446
Attività immateriali	5.492	5.525
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.461	1.786
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12.390	12.092
Altre partecipazioni	1.202	1.202
Altre attività finanziarie	2.029	1.967
Attività per imposte anticipate	4.329	4.569
Attività per imposte sul reddito	113	114
Altre attività	2.402	2.236
	90.379	90.269
Attività destinate alla vendita	20	264
TOTALE ATTIVITÀ	141.866	152.130
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.635	4.446
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.790	3.097
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	875	884
Debiti commerciali e altri debiti	19.643	25.709
Passività per imposte sul reddito	1.763	2.108
Altre passività	8.673	12.473
	37.379	48.717
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	20.491	19.374
Passività per beni in leasing a lungo termine	3.963	4.067
Fondi per rischi e oneri	15.179	15.267
Fondi per benefici ai dipendenti	808	786
Passività per imposte differite	5.252	5.094
Passività per imposte sul reddito	250	253
Altre passività	2.983	3.234
	48.926	48.075
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	8	108
TOTALE PASSIVITÀ	86.313	96.900
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	35.847	23.455
Riserve per differenze cambio da conversione	6.575	7.564
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	9.204	8.785
Azioni proprie	(2.937)	(2.937)
Utile (perdita) netto	2.388	13.887
Totale patrimonio netto di Eni	55.082	54.759
Interessenze di terzi	471	471
TOTALE PATRIMONIO NETTO	55.553	55.230
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	141.866	152.130

CONTO ECONOMICO

IV Trim. 2022	(€ milioni)	I Trim.	
		2023	2022
31.525	Ricavi della gestione caratteristica	27.185	32.129
290	Altri ricavi e proventi	193	365
31.815	Totale ricavi	27.378	32.494
(28.252)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(21.976)	(23.479)
(69)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(108)	(177)
(817)	Costo lavoro	(794)	(793)
371	Altri proventi (oneri) operativi	(44)	(761)
(2.096)	Ammortamenti	(1.852)	(1.845)
(875)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(59)	(62)
(500)	Radiazioni	(32)	(25)
(423)	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	2.513	5.352
2.376	Proventi finanziari	2.007	1.251
(2.602)	Oneri finanziari	(2.181)	(1.517)
57	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	66	(42)
(67)	Strumenti finanziari derivati	(16)	(15)
(236)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(124)	(323)
665	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	358	400
437	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	834	455
1.102	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	1.192	855
443	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	3.581	5.884
227	Imposte sul reddito	(1.174)	(2.295)
670	Utile (perdita) netto	2.407	3.589
	di competenza:		
627	- azionisti Eni	2.388	3.583
43	- interessenze di terzi	19	6
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)		
0,22	- semplice	0,71	1,00
0,21	- diluito	0,70	1,00
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)		
3.371,9	- semplice	3.345,4	3.539,8
3.378,2	- diluito	3.351,7	3.547,4

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	I Trim.	
	2023	2022
(€ milioni)		
Utile (perdita) netto del periodo	2.407	3.589
Componenti non riclassificabili a conto economico		(8)
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>		
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		(6)
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>		(2)
<i>Effetto fiscale</i>		
Componenti riclassificabili a conto economico	(565)	(629)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(1.011)	871
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	571	(2.094)
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	41	(9)
<i>Effetto fiscale</i>	(166)	603
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(565)	(637)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	1.842	2.952
di competenza:		
- azionisti Eni	1.823	2.946
- interessenze di terzi	19	6

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022	44.519
Totale utile (perdita) complessivo	2.952
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(1)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(30)
Altre variazioni	26
Totale variazioni	2.947
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2022	47.466
di competenza:	
- azionisti Eni	47.366
- interessenze di terzi	100
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2023	55.230
Totale utile (perdita) complessivo	1.842
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.472)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(39)
Imposte su cedole bond ibrido	11
Altre variazioni	(19)
Totale variazioni	323
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2023	55.553
di competenza:	
- azionisti Eni	55.082
- interessenze di terzi	471

RENDICONTO FINANZIARIO

IV Trim.		I Trim.	
2022	(€ milioni)	2023	2022
670	Utile (perdita) netto	2.407	3.589
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
2.096	Ammortamenti	1.852	1.845
875	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	59	62
500	Radiazioni	32	25
(665)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(358)	(400)
(65)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(408)	(334)
(134)	Dividendi	(9)	(44)
(50)	Interessi attivi	(104)	(8)
273	Interessi passivi	241	211
(227)	Imposte sul reddito	1.174	2.295
(242)	Altre variazioni	(439)	6
3.397	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(293)	(2.605)
2.203	- rimanenze	1.597	(981)
281	- crediti commerciali	3.612	(4.701)
1.536	- debiti commerciali	(6.301)	2.738
709	- fondi per rischi e oneri	(148)	(9)
(1.332)	- altre attività e passività	947	348
36	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	25	16
811	Dividendi incassati	560	58
87	Interessi incassati	64	6
(163)	Interessi pagati	(281)	(231)
(2.606)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.540)	(1.393)
4.593	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.982	3.098
(3.324)	Flusso di cassa degli investimenti	(3.015)	(2.770)
(2.597)	- attività materiali	(2.064)	(1.301)
(3)	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing		
(167)	- attività immateriali	(55)	(63)
(743)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(524)	(167)
(323)	- partecipazioni	(121)	(1.027)
(119)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(71)	(104)
628	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(180)	(108)
949	Flusso di cassa dei disinvestimenti	484	625
119	- attività materiali	30	3
5	- attività immateriali		
(28)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	380	
175	- partecipazioni	35	571
351	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	6	51
327	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	33	
(590)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	752	2.715
(2.965)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.779)	570

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

IV Trim. 2022	(€ milioni)	I Trim.	
		2023	2022
(1)	Assunzione di debiti finanziari non correnti	2.002	128
(286)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(152)	(877)
(227)	Rimborso di passività per beni in leasing	(247)	(290)
(298)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(1.989)	2.639
(738)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(765)	(30)
(47)	Dividendi pagati ad altri azionisti		
71	Apporti di capitale da azionisti terzi	(16)	
(6)	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		(2)
(1.224)	Acquisto di azioni proprie		
(51)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(39)	(39)
(2.807)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.206)	1.529
(136)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(32)	9
(1.315)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(35)	5.206
11.496	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	10.181	8.265
10.181	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	10.146	13.471

Investimenti tecnici

IV Trim.		I Trim.		
2022	(€ milioni)	2023	2022	var %
2.041	Exploration & Production	1.819	1.071	70
(11)	<i>di cui: - acquisto di riserve proved e unproved</i>		76	..
285	<i>- ricerca esplorativa</i>	211	116	82
1.704	<i>- sviluppo di idrocarburi</i>	1.562	861	81
42	<i>- progetti CCUS e agro-biofeedstock</i>	35	13	..
9	Global Gas & LNG Portfolio		3	..
461	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	138	92	50
317	<i>- Sustainable Mobility e Refining</i>	112	68	65
144	<i>- Chimica</i>	26	24	8
191	Plenitude & Power	149	141	6
127	<i>- Plenitude</i>	130	116	12
64	<i>- Power</i>	19	25	(24)
62	Corporate e altre attività	14	59	(76)
	Elisioni di consolidamento	(1)	(2)	
2.764	Investimenti tecnici ^(a)	2.119	1.364	55

(a) Gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono stati rilevati nelle "Altre variazioni" del Rendiconto Finanziario (€85 milioni e €9 milioni nel primo trimestre 2023 e nel primo trimestre 2022, rispettivamente, e €22 milioni nel quarto trimestre 2022).

Nel primo trimestre 2023 gli investimenti di €2.119 mln evidenziano un aumento del 55% e hanno riguardato principalmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.562 mln) in particolare in Costa d'Avorio, Italia, Congo, Egitto, Emirati Arabi Uniti, Stati Uniti ed Iraq;
- l'attività di raffinazione tradizionale in Italia e all'estero (€101 mln) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay-in-business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; il marketing (€11 mln) con interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- Plenitude (€130 mln) relativa principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2022			I Trim. 2023		2022
80	Italia	(mgl di boe/giorno)	74		84
182	Resto d'Europa		180		214
291	Africa Settentrionale		294		240
328	Egitto		330		358
273	Africa Sub-Sahariana		292		284
150	Kazakhstan		166		164
171	Resto dell'Asia		174		181
135	America		140		124
7	Australia e Oceania		6		13
1.617	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		1.656		1.662
314	- di cui società in Joint Venture e collegate		324		242
134	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	131		136

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2022			I Trim. 2023		2022
35	Italia	(mgl di barili/giorno)	31		37
106	Resto d'Europa		102		127
136	Africa Settentrionale		131		112
76	Egitto		69		79
166	Africa Sub-Sahariana		172		176
111	Kazakhstan		118		112
78	Resto dell'Asia		84		78
68	America		73		59
	Australia e Oceania				
776	Produzione di petrolio e condensati		780		780
176	- di cui società in Joint Venture e collegate		176		115

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2022			I Trim. 2023		2022
7	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	6		7
11	Resto d'Europa		12		13
23	Africa Settentrionale		24		19
37	Egitto		39		41
16	Africa Sub-Sahariana		18		16
6	Kazakhstan		7		8
14	Resto dell'Asia		13		15
10	America		10		10
1	Australia e Oceania		1		2
125	Produzione di gas naturale		130		131
20	- di cui società in Joint Venture e collegate		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 (126 e 116 mila boe/giorno nel I Trimestre 2023 e 2022, rispettivamente e 139 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2022).