



Roma
23 febbraio 2023

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

Eni: risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2022

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

3Q 2022			4Q			Esercizio		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
100,85	Brent dated	\$/barile	88,71	79,73	11	101,19	70,73	43
1.007	Cambio medio EUR/USD		1.021	1.144	(11)	1.053	1.183	(11)
2.082	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl mc	1.009	987	2	1.294	487	..
4,1	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	13,6	(2,2)	..	8,5	(0,9)	..
1.578	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.617	1.737	(7)	1.610	1.682	(4)
5.772	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	3.587	3.806	(6)	20.391	9.664	111
4.272	E&P		2.891	3.630	(20)	16.411	9.293	77
1.083	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		67	536	..	2.067	580	..
537	R&M e Chimica		378	(104)	..	1.928	152	..
172	Plenitude & Power		118	102	16	615	476	29
3.730	Utile (perdita) netto adjusted ^(a)		2.503	1.700	47	13.311	4.330	207
1,06	per azione - diluito (€)		0,74	0,47		3,78	1,19	
5.862	Utile (perdita) netto ^(b)		550	3.515	(84)	13.810	5.821	137
1,67	per azione - diluito (€)		0,19	0,97		3,93	1,60	
5.469	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		4.113	4.615	(11)	20.379	12.711	60
5.586	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.593	5.835	(21)	17.460	12.861	36
2.029	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(b)		2.775	1.777	56	8.243	5.817	42
6.444	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		7.021	8.987	(22)	7.021	8.987	(22)
57.845	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.104	44.519	24	55.104	44.519	24
0,11	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,13	0,20		0,13	0,20	

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

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

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Lucia Calvosa, ha approvato i risultati consolidati dell'esercizio e del quarto trimestre 2022 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Nel 2022 ci siamo fortemente impegnati non solo nel progredire nei nostri obiettivi di sostenibilità ambientale, ma anche nel garantire la sicurezza energetica all'Italia e quindi all'Europa, costruendo una diversificazione geografica e delle fonti energetiche. I risultati operativi e finanziari che abbiamo raggiunto sono stati eccellenti, così come la capacità di garantire in tempi rapidi forniture stabili all'Italia e all'Europa e il progresso nei piani di decarbonizzazione. Durante l'anno abbiamo concluso una serie di accordi e di attività per rimpiazzare in modo definitivo il gas russo entro il 2025, potendo contare sulle nostre solide relazioni con i paesi produttori e sul nostro modello di sviluppo accelerato, che ci consentiranno di incrementare i flussi di gas da Algeria, Egitto, Mozambico, Congo e Qatar. L'ultima operazione con la società di stato libica NOC per lo sviluppo del progetto "Strutture A&E" e i recenti successi esplorativi nelle acque di Cipro, Egitto e Norvegia andranno a rafforzare la diversificazione geografica della nostra catena integrata di forniture. Questa pronta reazione alla crisi del gas e l'integrazione con le attività upstream sono stati un importante fattore alla base dei risultati del settore GGP, in grado di onorare gli impegni di vendita diversificando le fonti. Plenitude ha raggiunto 2,2 GW di capacità rinnovabile, il doppio dello scorso anno, e sarà affiancata dalla neo costituita Eni Sustainable Mobility nel portare avanti il piano di azzeramento delle emissioni dei clienti. Questo veicolo, facendo leva sulla forte presenza nel settore dei biocarburanti, offrirà soluzioni per una mobilità sempre più decarbonizzata ai clienti in Italia e in Europa. In un contesto di mercato favorevole, i risultati 2022 sono stati sostenuti dalla disciplina finanziaria e dal controllo dei costi, dall'efficacia operativa e dall'attenta gestione dei rischi derivanti dalla volatilità dei prezzi e dalla carenza di offerta. La forte generazione di cassa organica con un flusso di €20,4 mld ci ha permesso di finanziare gli investimenti e la crescita, di ridurre il rapporto di indebitamento al minimo storico di 0,13 e di remunerare gli azionisti con €5,4 mld attraverso i dividendi e l'esecuzione di un programma accelerato di riacquisto delle azioni proprie. Le nostre priorità strategiche restano confermate: continueremo a investire per assicurare la stabilità e regolarità delle forniture per soddisfare il fabbisogno energetico e per decarbonizzare le nostre attività e l'offerta ai clienti, mantenendo la disciplina finanziaria indispensabile per garantire ritorni attrattivi agli azionisti."

Highlight finanziari

- L'utile operativo adjusted (EBIT adjusted) di gruppo nell'esercizio 2022 di €20,4 mld raddoppiato rispetto al 2021 riflette l'eccellente andamento dei settori E&P, GGP e del business R&M.
 - E&P ha conseguito un incremento di EBIT di oltre il 70% a €16,4 mld grazie all'elevato grado di leva operativa rispetto allo scenario delle materie prime;
 - GGP ha realizzato un EBIT di €2,1 mld, provvedendo alla sostituzione di gas russo con gas equity o da paesi ove operiamo ed assicurando la continua ottimizzazione del portafoglio gas e GNL in un contesto di offerta insufficiente, garantendo stabilità e sicurezza degli approvvigionamenti per i clienti e la gestione dei rischi finanziari;
 - R&M ha ottenuto il migliore risultato di sempre con un EBIT di €2,2 mld, rispetto a un risultato in pareggio nel 2021, grazie alla disponibilità degli impianti e all'ottimizzazione dei prodotti cogliendo le opportunità della ripresa dello scenario di raffinazione, mentre le misure di efficienza hanno attenuato l'impatto dell'incremento dei costi energetici;
 - Plenitude ha raggiunto gli obiettivi operativi e finanziari del 2022 con un EBIT di €0,34 mld e una capacità rinnovabile di 2,2 GW, nonostante lo sfidante scenario di mercato;
 - Versalis ha operato in un contesto fortemente competitivo e con una domanda di mercato debole, con l'ulteriore aggravio dei costi energetici indicizzati al prezzo del gas, chiudendo l'anno con una perdita di €0,25 mld.
- L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni per l'esercizio 2022 di €13,3 mld è aumentato di €9 mld rispetto all'esercizio 2021 grazie agli eccellenti risultati della gestione industriale e al notevole contributo delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio.
- L'utile netto di competenza degli azionisti Eni per l'esercizio 2022 è stato pari a €13,8 mld evidenziando un notevole incremento rispetto all'esercizio 2021 dovuto al miglioramento della gestione industriale, attenuato da minori proventi straordinari netti relativi principalmente alla valutazione delle scorte. Nel 2022 gli oneri straordinari hanno riguardato principalmente accantonamenti ambientali e di bonifica per €2 mld, di cui €0,3 mld di accantonamenti al fondo smantellamento di alcuni impianti e strutture ausiliarie di raffinazione, svalutazioni di attività per €1,1 mld relative a proprietà oil e gas e impianti chimici, imposte straordinarie sui profitti delle imprese energetiche a titolo di contributi solidaristici pari a €1,7 mld, di cui €1 mld pagato nel 2022. Tali oneri sono stati compensati da plusvalenze di €2,5 mld relative all'operazione Azule e di €0,4 mld relativi al collocamento in borsa di un'interessenza nella collegata Vär Energi e dalla rilevazione di imposte differite attive di €1,6 mld.
- L'EBIT adjusted di gruppo del quarto trimestre 2022 è stato pari a €3,6 mld, con una flessione di €0,2 mld rispetto al corrispondente trimestre 2021 per effetto della riclassifica di Azule Energy (attività Eni E&P in Angola) nelle partecipazioni, della minore produzione di idrocarburi e dei proventi one-off 2021 di GGP, in parte compensati dal robusto andamento dell'attività R&M.
- L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni del quarto trimestre 2022 è stato pari a €2,5 mld, registrando un aumento di quasi il 50% rispetto al corrispondente periodo 2021, quindi un incremento di €0,8 mld, per effetto dei maggiori risultati delle società valutate al patrimonio netto che riflette in parte l'avvio dalla JV Azule, più che compensando il minore risultato operativo.
- L'utile netto di competenza degli azionisti Eni del quarto trimestre 2022 di €550 mln è stato ridotto per effetto del fair value dei derivati sulle materie prime per €1,1 mld (rispetto a un provento di €1,7 mld dell'esercizio precedente), delle svalutazioni di attività per €0,9 mld (rispetto alle rivalutazioni di €0,5 mld dell'esercizio precedente) e dalla rilevazione di imposte straordinarie a titolo di contributo solidaristico di €0,7 mld, in parte compensato dallo stanziamento di imposte differite attive di €1,6 mld. Tutte queste voci sono state classificate come special item.
- Nel quarto trimestre 2022 il flusso di cassa operativo adjusted del Gruppo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo è stato di €4,1 mld. Su base annua ha raggiunto €20,4 mld, al netto di €8,5 mld di imposte pagate, con un incremento del 60% rispetto al 2021: dopo aver finanziato gli investimenti organici di €8,2 mld, cresciuti del 42% per effetto del rafforzamento del dollaro USA e della programmata ripresa delle attività di progetto post-lockdown, e la copertura del fabbisogno di capitale circolante, il Gruppo ha conseguito un free cash flow organico di €12,8 mld, che sono stati impiegati per finanziare la manovra di portafoglio, ridurre l'indebitamento finanziario netto di €2 mld e remunerare gli azionisti con €5,4 mld mediante il pagamento dei dividendi e il riacquisto di azioni proprie (buy-back).

- Nei mesi di settembre e novembre Eni ha pagato la prima e la seconda tranches trimestrale del dividendo 2022 di €0,22 per azione ciascuna, pari a €1,47 mld. La terza tranches di €0,22 per azione sarà messa in pagamento il 22 marzo con stacco cedola il 20 marzo 2023.
- Nel mese di novembre Eni ha completato l'annunciato programma di acquisto di azioni proprie da €2,4 mld, corrispondenti a 196 mln di azioni ritirate dal mercato.
- Nel gennaio 2023 Eni ha lanciato con successo il primo prestito obbligazionario legato alla sostenibilità per il mercato retail in Italia dell'ammontare di €2 mld. Ricevuti ordini per oltre €10 mld rispetto a €1 mld inizialmente offerto, stabilendo il record italiano per un'emissione obbligazionaria corporate a tranches singola destinata al retail. L'offerta è stata chiusa in anticipo in soli 5 giorni, termine minimo fissato nel prospetto informativo.
- L'indebitamento finanziario netto ex-IFRS 16 al 31 dicembre 2022 è pari a €7 mld, in diminuzione di €2 mld rispetto al 31 dicembre 2021. Il leverage di gruppo a 0,13, rispetto allo 0,20 al 31 dicembre 2021.

Principali sviluppi di business

Sviluppo del modello satellitare

- Nel 2022 sono stati compiuti significativi progressi nello sviluppo del distintivo modello satellitare Eni, che prevede la creazione di entità focalizzate su ambiti definiti in grado di accedere in via autonoma a specifici pool di capitali per finanziarne la crescita e per ottenere un pieno riconoscimento dei valori inespressi. Tali entità continueranno a beneficiare delle tecnologie, del know-how e dei servizi Eni, consentendo al contempo al Gruppo di ottimizzare la propria struttura finanziaria:
 - Plenitude ha incrementato significativamente la propria capacità di generazione da fonti rinnovabili, mentre il business di Sustainable Mobility offrirà soluzioni/prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità delle persone, facendo leva sulla forte rete di distribuzione e sulle attività di bio-raffinazione verticalmente integrate con l'attività agri-business.

Nella E&P queste entità hanno l'obiettivo di sviluppare nuove riserve di idrocarburi a sostegno della sicurezza energetica, remunerando gli azionisti con flussi di dividendi stabili e tendenzialmente in crescita e finanziando in via autonoma i relativi investimenti consentendo al Gruppo di avere risorse addizionali per l'ottimizzazione degli investimenti nel portafoglio energetico decarbonizzato:

- in agosto, Azule Energy, la joint venture paritetica che combina le attività angolane di Eni e bp, è diventata operativa. Azule Energy è il più grande produttore indipendente di petrolio e gas dell'Angola e perseguita nuove opportunità di crescita massimizzando il valore per i propri azionisti;
- Vår Energi ha registrato ottimi risultati nel 2022 liberando valore inespresso per Eni mediante collocamento di una quota presso la borsa norvegese e l'ingresso di nuovi investitori.

Infine, la SPAC, NEOA, è stata costituita e quotata sulla borsa principale del Regno Unito con lo scopo di perseguire un'aggregazione aziendale con un'entità obiettivo in procinto di beneficiare della transizione globale verso un'economia a ridotte emissioni di carbonio.

Exploration & Production

- Nell'esercizio 2022, incrementato il portafoglio risorse di circa 750 mln di boe, continuando a realizzare eccellenti performance nell'esplorazione.

Diverse scoperte sono avvenute in prossimità di impianti e infrastrutture produttive esistenti, in linea con il modello di sviluppo fast-track, in particolare in Algeria, Egitto e Abu Dhabi.

Importanti scoperte sono avvenute con i pozzi di delineazione delle scoperte a olio Ndungu nell'offshore dell'Angola e Baleine, nell'offshore della Costa d'Avorio, consentendo di aumentare significativamente in entrambi i casi i volumi di idrocarburi in posto. Le scoperte a gas di XF-002 negli Emirati Arabi Uniti e Cronos nell'offshore di Cipro hanno inoltre contribuito al risultato dell'anno. Il recente successo esplorativo di Zeus sempre nell'offshore di Cipro, ancora in corso di valutazione, e di Nargis in Egitto nel gennaio 2023, hanno confermato il potenziale minerario dell'area del Mediterraneo orientale.

- Produzione dell'anno pari a 1,610 mln boe/giorno, -4% rispetto al 2021, a seguito di interruzioni non programmate e cause di forza maggiore.
- Nel quarto trimestre 2022 è stato completato lo sviluppo fast-track di diversi campi in Algeria con conseguente avvio produttivo: due campi a gas nell'ambito del nuovo contratto del Berkine Sud, a soli sei mesi dal closing, il progetto HDLE/HDLS nella concessione Zemlet el Arbi nel bacino del Berkine Nord, a soli sei mesi dalla scoperta avvenuta nel marzo 2022.
- A novembre, il primo carico di gas naturale liquefatto (GNL) prodotto dal giacimento Coral, nelle acque ultra-profonde del bacino di Rovuma, in Mozambico, è partito dall'impianto Coral Sul Floating Liquefied Natural Gas (FLNG). Il progetto rappresenta un traguardo significativo nel business globale del GNL, conseguito facendo leva sulle nostre capacità di realizzazione rispettando tempi e costi nonostante gli effetti della pandemia, e colloca il Mozambico come nuovo rilevante hub nel GNL.
- A novembre, sono state avviate le attività di realizzazione, in partnership con Sonatrach, di un secondo impianto fotovoltaico da 10 MW nell'area produttiva di Bir Rebaa Nord, nell'Algeria sudorientale, per la decarbonizzazione delle attività operative upstream. È programmata la realizzazione di un ulteriore impianto fotovoltaico nei pressi dell'area produttiva del progetto Menzel Ledjmet East (MLE), con avvio delle attività di costruzione nel 2023.
- A dicembre, è stato avviato l'impianto fotovoltaico operato di Tataouine, nel sud della Tunisia, a seguito dell'allaccio alla rete nazionale. L'impianto, realizzato dalla joint venture tra Eni ed ETAP (Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières), ha una capacità installata di 10 MW e fornirà alla rete elettrica nazionale oltre 20 GWh all'anno di energia rinnovabile sulla base di un accordo di Power Purchase Agreement della durata di 20 anni.
- A dicembre, nell'ambito del progetto Congo LNG per sviluppare le riserve di gas Eni nel blocco Marine XII e assicurare forniture di gas all'Europa, è stato firmato un contratto chiavi in mano per la costruzione, l'installazione e le attività di commissioning di una unità galleggiante FLNG con una capacità di 2,4 mln di tonnellate/anno, che insieme alla nave Tango FLNG acquistata in precedenza, accelererà il piano di sviluppo Eni nell'area. La produzione di GNL è prevista raggiungere la capacità a plateau di 3 mln di tonnellate/anno nel 2025.
- A dicembre, Vår Energi ha annunciato una nuova scoperta di gas nel Mare di Barents, in Norvegia, con risorse stimate tra 9-21 mld di metri cubi (57-132 mln di barili di olio equivalente). Inoltre, in gennaio, Vår Energi si è aggiudicata 12 nuove licenze esplorative, di cui 5 come operatore, nell'ambito del processo di gara "2022 Awards in Predefined Areas" (APA) del Ministero norvegese del Petrolio ed Energia.
- A dicembre, Eni ha finalizzato l'acquisizione della quota del 3% nel progetto giant North Field Est LNG in Qatar.
- A dicembre, firmato un accordo con Snam per lo sviluppo e la gestione congiunta del progetto Ravenna Carbon Capture and Storage (CCS), che ha l'obiettivo di raccogliere dati a supporto della prevista costruzione del grande hub CCS, e che farà leva sui campi offshore esauriti di Eni presenti nell'area. La Fase 1 del progetto è in corso e prevede dal 2024 la cattura di 25 mila tonnellate di CO₂ emessa dall'impianto di trattamento del gas naturale Eni di Casalborsetti (Ravenna) e il successivo trasporto e iniezione in un vicino giacimento di gas esaurito. Nel 2027 la Fase 2 sarà avviata su scala industriale con un'iniezione di stoccaggio fino a 4 mln di tonnellate.
- A gennaio, annunciata la scoperta gas di Nargis, non operata, al largo dell'Egitto. Le nuove risorse saranno sviluppate sfruttando gli impianti Eni già esistenti.
- A gennaio, è stato siglato un accordo con la National Oil Corporation of Libya (NOC) per lo sviluppo delle grandi riserve di gas di A&E Structures, nell'offshore di Tripoli. L'avvio produttivo è atteso nel 2026 con un plateau di 750 mln di piedi cubi/giorno, con volumi destinati sia al mercato interno che all'Europa attraverso l'attuale pipeline offshore Greenstream e facendo leva sulle sinergie con il Mellitah Complex. Il progetto comprende la costruzione di un hub onshore di cattura e stoccaggio di CO₂ (CCS).
- A gennaio, è stata ceduta a QatarEnergy una partecipazione del 30% nei Blocchi esplorativi 4 e 9, nell'offshore del Libano, operati da TotalEnergies. Eni manterrà una partecipazione del 35% nel progetto.

Global Gas & LNG Portfolio

- A gennaio, raggiunto un accordo con Snam, operatore italiano per la distribuzione gas, che include una ristrutturazione delle attività Eni relative alla rotta Sud del trasporto di gas naturale, tramite la cessione del 49,9% della partecipazione Eni nei gasdotti TTPC/Transmed che collegano l'Algeria all'Italia attraverso la Tunisia e il Mar Mediterraneo, e i relativi diritti di trasporto. Le partecipazioni sono state conferite nella nuova società "SeaCorridor", che sarà controllata congiuntamente da Eni e Snam, rispettivamente con il 50,1% e il 49,9%. Eni ha ricevuto un incasso di €405 mln come corrispettivo dell'operazione.

Refining & Marketing e Chimica

- Ad ottobre, partito il primo cargo di olio vegetale, prodotto nell'agri-hub Eni di Makueni in Kenya, diretto alla bioraffineria di Gela. Tale materia prima rinnovabile sarà utilizzata nella produzione di biocarburanti, rispettando tutti gli standard di sostenibilità e di economia circolare, recuperando terreni abbandonati e contribuendo favorevolmente alla creazione e allo sviluppo del lavoro locale. La produzione è prevista salire rapidamente a 20.000 tonnellate nel 2023. Questo progetto segna l'avvio dell'innovativo modello di agribusiness di Eni, integrato verticalmente con le bioraffinerie che sarà replicato in altri paesi africani.
- Ad ottobre, concluso l'approvvigionamento dell'olio di palma per le bioraffinerie Eni, sostituito integralmente da materie prime sostenibili.
- Ad ottobre, Eni ha avviato uno studio per valutare la fattibilità economica della costruzione e gestione di una bioraffineria presso l'hub di Livorno, con una capacità progettuale di 500 mila tonnellate/anno.
- A dicembre, avviata la collaborazione con Euglena, azienda giapponese leader nelle biotecnologie, e Petronas, compagnia petrolifera Malesiana, per valutare la fattibilità economica di costruzione e gestione di una bioraffineria nel sud-est asiatico. La decisione d'investimento è attesa entro il 2023 con possibile completamento entro il 2025 e target di lavorazione atteso in circa 650 mila tonnellate/anno di biocarburante. La bioraffineria utilizzerà la tecnologia Honeywell UOP's Ecofining™, sviluppata da Eni in collaborazione con Honeywell UOP.
- A dicembre, Versalis ha acquisito da DSM la tecnologia per la produzione di enzimi per etanolo di seconda generazione. La tecnologia sarà applicata nello stabilimento di Crescentino e si integra con la tecnologia proprietaria Proesa® per la produzione di bioetanolo sostenibile e di prodotti chimici da biomasse lignocellulosiche.
- A dicembre, raggiunti ulteriori progressi nel SAF (Sustainable Aviation Fuel) tramite l'accordo con DHL Express Italy e con il Gruppo SEA che gestisce l'aeroporto di Milano Malpensa e Milano Linate per la sperimentazione di Eni Biojet, miscelato al 20% con JetA1 e prodotto esclusivamente da materie prime di scarto, grassi animali e oli vegetali esausti.
- A gennaio, nell'ambito della strategia satellitare di Eni di creare nuove entità dedicate per accelerare la decarbonizzazione del portafoglio clienti del Gruppo (emissioni Scope 3), è stata costituita la società Eni Sustainable Mobility. Questa società integrata verticalmente supporterà la transizione energetica di Eni abbinando all'offerta di carburanti sempre più sostenibili, servizi avanzati dedicati agli automobilisti in Italia e in Europa, facendo leva su una rete di 5 mila stazioni di servizio, che saranno potenziate per supportare anche la mobilità elettrica e quella basata sull'idrogeno. Eni Sustainable Mobility gestirà le bioraffinerie di Eni, il business del biometano e proseguirà lo sviluppo di nuovi progetti, tra cui quelli di Livorno e Pengerang in Malesia, attualmente in fase di valutazione.
- A febbraio, annunciato accordo di collaborazione con la società di raffinazione PBF relativo al progetto di bioraffinazione St. Bernard Renewables LLC (SBR) in fase di costruzione in Louisiana (Stati Uniti d'America) attraverso un JV paritetica. L'operazione, soggetta alle consuete condizioni di closing, prevede da parte della consociata Eni Sustainable Mobility 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.

Plenitude e Power

- Ad ottobre, avviata la produzione presso il parco eolico spagnolo El Monte da 104,5 MW, nella regione Castiglia La Mancha. La centrale produrrà circa 300 GWh/anno, equivalenti al consumo domestico di 100.000 famiglie.
- Ad ottobre, è stata finalizzata la cessione da parte di Plenitude alla JV norvegese Vårgrønn della quota del 20% in Dogger Bank (Regno Unito) che sta sviluppando importanti progetti eolici offshore. A seguito dell'accordo tra gli azionisti, HitecVision aumenta la propria quota di partecipazione in Vårgrønn passando dal 30,4% al 35% attraverso un apporto di capitale.
- A dicembre, Plenitude ha finalizzato l'acquisizione del 100% di PLT (PLT Energia Srl e SEF Srl e rispettive controllate e partecipate), un gruppo italiano integrato con una capacità installata di 0,3 GW, già in operazione, 0,1 GW in costruzione e 1,2 GW di progetti in fase di sviluppo (principalmente eolico) in Italia e Spagna. Inoltre, il gruppo PLT detiene un portafoglio di 90.000 clienti in Italia.
- A dicembre, Plenitude ha firmato un accordo per l'acquisto dell'impianto fotovoltaico di Kellam, da 81 MW, situato in Texas, USA, portando la capacità installata totale nel paese a 878 MW.
- A gennaio, Plenitude e Simply Blue Group hanno firmato un accordo per lo sviluppo congiunto di nuovi progetti eolici offshore galleggianti in Italia. I primi due progetti, "Messapia" nell'offshore della Puglia e "Krimisa", offshore Calabria, con una capacità di 1,3 GW e 1,1 GW, rispettivamente, sono già stati presentati alle autorità competenti.
- A gennaio, Plenitude ha avviato la produzione presso il "Golden Buckle Solar Project" da 263 MW nella contea di Brazoria, in Texas. La produzione media annua di energia solare è prevista tra 400 e 500 GWh.

Decarbonizzazione e Sostenibilità

- Ad ottobre, due progetti di sviluppo di idrogeno verde di Eni ed Enel Green Power sono stati inseriti tra i beneficiari italiani del supporto pubblico autorizzato dalla Commissione europea nell'ambito di IPCEI Hy2Use, il progetto comune di interesse europeo nato per sostenere la catena del valore dell'idrogeno. I due elettrolizzatori dalla capacità di 20 MW e 10 MW saranno realizzati rispettivamente all'interno della bioraffineria Eni di Gela, in Sicilia, e della raffineria Eni di Taranto. Entrambi gli impianti adotteranno la tecnologia PEM (polymer electrolyte membrane).
- A ottobre, nell'ambito di una procedura di gara, Commonwealth Fusion Systems di cui Eni è principale azionista, è stata selezionata dall'Autorità Britannica per l'Energia Atomica per supportare il progetto sul sistema di confinamento magnetico per lo Spherical Tokomak di UKAEA per la produzione di energia.
- Nel trimestre, Eni è stata classificata al primo posto tra le 30 aziende del settore europeo oil & gas da Moody's ESG Solutions per le sue eccellenze capacità nella gestione dei rischi ESG. Eni ha migliorato il proprio score ed è stata confermata nella categoria Advanced.
- A novembre, Eni ha sottoscritto un accordo con Leonardo per lo sviluppo di iniziative congiunte nell'ambito della sostenibilità e dell'innovazione, con l'obiettivo di favorire il processo di transizione energetica e decarbonizzazione delle proprie attività.
- A novembre, Eni ha firmato un accordo con Autostrade per l'Italia e CDP per sviluppare iniziative congiunte per il miglioramento della rete autostradale italiana, attraverso l'incremento dell'offerta di prodotti per la mobilità sostenibile e di altre soluzioni per la decarbonizzazione.
- A novembre, firmati diversi accordi con il Governo del Ruanda per lo sviluppo congiunto di iniziative innovative nell'ambito dell'agricoltura, della protezione di ecosistemi forestali, della salute e delle tecnologie. Gli accordi hanno l'obiettivo di supportare la transizione energetica, promuovendo sia iniziative agricole di coltivazione di piante oleaginose da utilizzare come feedstock per le bioraffinerie Eni per la produzione di biocarburanti sia iniziative per la generazione di crediti di carbonio e supportando lo sviluppo di infrastrutture e servizi per la salute e l'educazione delle comunità locali.
- A novembre, Eni ha firmato un accordo di collaborazione con Bonifiche Ferraresi per valutare lo sviluppo dell'agri-business in Italia, tramite la coltivazione di semi da utilizzare come materia prima per la produzione di biocarburanti in terreni degradati, abbandonati o inquinati, senza entrare in competizione con la filiera alimentare.

- A gennaio, Eni e Sonatrach hanno firmato accordi strategici che riaffermano l'obiettivo comune di rafforzare la sicurezza energetica ed accelerare la transizione verso un'economia low-carbon. I due partner hanno concordato di identificare e perseguire opportunità congiunte per la riduzione delle emissioni GHG attraverso iniziative di efficienza energetica, sviluppo di energie rinnovabili, progetti di idrogeno verde e di cattura e stoccaggio di anidride carbonica, a supporto della sicurezza energetica e di una transizione energetica sostenibile. Inoltre, verranno valutate possibili misure per il miglioramento della capacità di esportazione di energia dall'Algeria verso l'Europa.

Outlook 2023

Eni pubblicherà gli obiettivi finanziari e operativi per il 2023 e il Piano strategico nel Capital Markets Day in programma per oggi alle ore 13:00 CET. Lo stesso giorno sarà emesso un comunicato stampa che sintetizza la strategia e gli obiettivi di Gruppo, disponibile sul sito web di Eni (eni.com) e sugli altri canali pubblici, come previsto dai listing standard.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

3Q 2022			4Q		Esercizio		
			2022	2021	var %	2022	2021
Produzioni							
707	Petrolio	mgl di barili/g	776	852	(9)	751	813
130	Gas naturale	mln di metri cubi/g	125	133	(6)	128	131
1.578	Idrocarburi ^(a)	mgl di boe/g	1.617	1.737	(7)	1.610	1.682
Prezzi medi di realizzo^(b)							
91,51	Petrolio	\$/barile	77,60	75,58	3	92,39	66,90
321	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	308	292	5	304	210
68,51	Idrocarburi	\$/boe	61,96	61,03	2	69,06	49,82

(a) Con effetto 1 gennaio 2022, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc =0,00671 barili di petrolio (in precedenza 1 mc =0,00665 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 8 mila boe/giorno nel quarto trimestre e nell'anno 2022. I precedenti trimestri 2022 sono stati coerentemente rieposti.

(b) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel quarto trimestre 2022 la **produzione di idrocarburi** di 1,62 mln di boe/giorno (1,61 mln di boe/giorno nell'anno 2022), è diminuita del 7% rispetto al quarto trimestre 2021. La flessione è dovuta alle attività di manutenzione programmata e interventi straordinari in Kazakistan, situazione contingente in Nigeria, minore produzione in Norvegia ed Egitto e declino dei campi maturi. La produzione è stata sostenuta dallo start-up del progetto Coral in Mozambico e del progetto Amoca in Messico, dalla maggiore attività in Algeria, anche a seguito delle acquisizioni di periodo, nonché negli Stati Uniti. Il confronto sequenziale riporta una crescita del 3%, beneficiando della ripresa delle attività in Kazakistan e dei maggiori entitlement in Libia. Nel 2022, i fattori positivi, incluso il progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ (in particolare negli Emirati Arabi Uniti), hanno avuto maggiore rilevanza, comportando una contrazione del 4% rispetto all'esercizio 2021.
- La **produzione di petrolio** è stata di 776 mila barili/giorno nel quarto trimestre 2022, in riduzione del 9% rispetto al corrispondente periodo del 2021 (-8% rispetto all'esercizio 2021). La riduzione in Kazakistan, Norvegia e Nigeria è stata parzialmente compensata dalla crescita produttiva in Algeria, Messico e Stati Uniti.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 125 mln di metri cubi/giorno nel trimestre, in riduzione del 6% rispetto al trimestre 2021 (-2% rispetto all'anno 2021). La minore produzione in Norvegia, Nigeria ed Egitto è stata parzialmente compensata dalla crescita in Algeria e Mozambico.

Riserve certe di idrocarburi - dati preliminari

(miliardi di boe)

Riserve certe al 31 dicembre 2021	6,6
Promozioni	0,5
Produzione	(0,6)
Riserve certe al 31 dicembre 2022	6,6
Tasso di rimpiazzo all sources	(%) 90

- Nel 2022 le promozioni nette di riserve certe sono state di 0,5 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 90%.
- La vita residua delle riserve è di 11,2 anni.
- L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F 2022.

Risultati

3Q 2022	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
4.539	Utile (perdita) operativo	2.246	4.066	(45)	15.908	10.066	58
(267)	Esclusione special items	645	(436)		503	(773)	
4.272	Utile (perdita) operativo adjusted	2.891	3.630	(20)	16.411	9.293	77
(76)	Proventi (oneri) finanziari netti	(128)	(47)		(319)	(313)	
511	Proventi (oneri) su partecipazioni	691	253		2.086	681	
325	di cui: - Vår Energi	171	161		951	425	
174	- Azule	281			455		
(1.935)	Imposte sul reddito	(1.598)	(1.578)		(7.402)	(4.118)	
41,1	tax rate (%)	46,3	41,1		40,7	42,6	
2.772	Utile (perdita) netto adjusted	1.856	2.258	(18)	10.776	5.543	94
I risultati includono:							
84	Costi di ricerca esplorativa:	361	326	11	605	558	8
60	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	55	50		220	194	
24	- radiazione di pozzi di insuccesso	306	276		385	364	
1.770	Investimenti tecnici	2.041	1.154	77	6.362	3.861	65

- Nel quarto trimestre 2022, il settore **Exploration & Production** ha conseguito un **utile operativo adjusted** di €2.891 mln, in riduzione del 20% rispetto al corrispondente periodo del 2021, per effetto del deconsolidamento delle società operative angolane a seguito del loro conferimento nella JV Azule con bp, diventata operativa in agosto, dei minori volumi prodotti e delle maggiori radiazioni, in parte compensati dall'aumento dei prezzi (+2%). Nel 2022 l'utile operativo adjusted è stato €16.411 mln, +77% rispetto all'anno 2021, trainato dal continuo rafforzamento dello scenario petrolifero e dalla ridotta disponibilità globale di gas naturale, nonché dalla gestione disciplinata dei costi.
- Nel quarto trimestre 2022, il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €1.856 mln, in riduzione di circa €0,4 mld rispetto al quarto trimestre 2021. La robusta performance delle partecipate, in particolare di Vår Energi, è stata più che compensata dalla debole performance operativa. Nel 2022 l'utile netto adjusted di €10.776 mln è in crescita di €5.233 mln rispetto all'esercizio 2021, grazie alla migliore performance delle partecipazioni valutate all'equity e operativa. La riduzione del tax rate nell'anno 2022, -2 punti percentuali rispetto all'anno 2021, beneficia dello scenario positivo e della migliore performance del risultato delle partecipazioni valutate col metodo del patrimonio netto. Nel quarto trimestre 2022, il tax rate è in aumento di 5 punti percentuali rispetto al periodo di confronto essenzialmente per i minori risultati dei paesi a più contenuta fiscalità.

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

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

3Q 2022		€/mgl di metri cubi	4Q			Esercizio		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
2.082	Prezzo spot del Gas Italia al PSV		1.009	987	2	1.294	487	166
2.077	TTF		999	975	3	1.279	486	163
5	Spread PSV vs. TTF		9	12	(21)	15	1	..
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
7,07	Italia		7,32	10,25	(29)	30,67	36,88	(17)
5,79	Resto d'Europa		7,71	7,52	3	27,41	28,01	(2)
0,53	di cui: Importatori in Italia		0,80	0,73	10	2,43	2,89	(16)
5,26	Mercati europei		6,91	6,79	2	24,98	25,12	(1)
0,47	Resto del Mondo		0,52	1,11	(53)	2,44	5,56	(56)
13,33	Totale vendite gas (*)		15,55	18,88	(18)	60,52	70,45	(14)
1,8	di cui: vendite di GNL		2,4	2,8	(14)	9,4	10,9	(14)

(*) Include vendite intercompany.

- Nel quarto trimestre 2022 le **vendite di gas naturale** di 15,55 mld di metri cubi sono diminuite del 18% rispetto allo stesso periodo del 2021, a seguito dei minori volumi di gas commercializzati in Italia, in particolare alla borsa e nel segmento industriale. Nei mercati europei i volumi venduti di gas hanno registrato un incremento del 3% grazie alle maggiori vendite in Germania ed Austria, che hanno compensato le minori vendite presso tutti gli altri mercati. Le vendite internazionali di GNL risultano in decremento del 14% rispetto allo stesso periodo del 2021. Nell'esercizio 2022 le vendite di gas naturale di 60,52 mld di metri cubi sono diminuite del 14% rispetto allo stesso periodo del 2021, per effetto dei minori volumi approvvigionati dalla Russia e dalla Nigeria.

Risultati

3Q 2022	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
2.062	Utile (perdita) operativo	3.732	2.864	30	3.734	899	..
(979)	Esclusione special item	(3.665)	(2.328)		(1.667)	(319)	
1.083	Utile (perdita) operativo adjusted	67	536	(88)	2.067	580	..
(19)	Proventi (oneri) finanziari netti	22	(6)		(17)	(17)	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni	1	2		4		
(421)	Imposte sul reddito	(348)	(365)		(1.070)	(394)	
644	Utile (perdita) netto adjusted	(258)	167	..	984	169	..
5	Investimenti tecnici	9	3	..	23	19	21

- Nel quarto trimestre 2022 il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha riportato un utile operativo adjusted di €67 mln, nonostante la prevista inversione dei trend di mercato ed i minori approvvigionamenti russi, nonché le maggiori spese di revisione dei contratti, in parte compensate dalla continua ottimizzazione del portafoglio gas e GNL. Nell'esercizio 2022, il settore ha realizzato un utile operativo adjusted di €2.067 mln, provvedendo alla sostituzione di gas russo con gas equity o da paesi ove operiamo ed assicurando la continua ottimizzazione del portafoglio gas e GNL in un contesto di offerta insufficiente, garantendo stabilità e sicurezza degli approvvigionamenti per i clienti e la gestione dei rischi finanziari.

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

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

3Q 2022			4Q			Esercizio		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
4,1	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	13,6	(2,2)	..	8,5	(0,9)	..
4,26	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,73	4,13	(10)	16,12	16,51	(2)
2,79	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,86	2,84	1	11,00	10,89	1
7,05	Totale lavorazioni		6,59	6,97	(5)	27,12	27,40	
84	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	74	76		79	76	
181	Lavorazioni bio	mgl ton	129	198	(35)	543	665	(18)
70	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	50	77		53	65	
Marketing								
2,04	Vendite rete Europa	mln ton	1,91	1,90	1	7,50	7,23	4
1,46	Vendite rete Italia		1,38	1,36	1	5,38	5,12	5
0,58	Vendite rete resto d'Europa		0,53	0,54	(2)	2,12	2,11	0
21,8	Quota mercato rete Italia	%	21,9	22,2		21,7	22,2	
2,36	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,15	2,20	(2)	8,63	8,21	5
1,71	Vendite extrarete Italia		1,55	1,57	(1)	6,19	6,02	3
0,65	Vendite extrarete resto d'Europa		0,60	0,63	(5)	2,44	2,19	11
Chimica								
0,77	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,77	1,13	(31)	3,75	4,47	(16)
52	Tasso utilizzo impianti	%	44	67		59	66	

- Nel quarto trimestre 2022, il **margine di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin) si è attestato in media a 13,6 \$/barile (8,5 \$/barile nell'anno), rispetto ai valori negativi riportati nel periodo di confronto. 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.
- Nel quarto trimestre 2022 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 3,73 mln di tonnellate, sono diminuite del 10% rispetto al quarto trimestre 2021 per effetto dei minori volumi lavorati presso le raffinerie di Sannazzaro e Milazzo dovuti alle maggiori fermate manutentive, in parte compensati dalle maggiori lavorazioni della raffineria di Livorno (nel 2022 le lavorazioni pari a 16,12 mln di tonnellate si sono ridotte del 2% rispetto al periodo di confronto). Le lavorazioni nel resto del mondo sono in lieve crescita rispetto al 2021, in entrambi i periodi, a seguito dei maggiori volumi processati in Germania.
- Nel quarto trimestre 2022 i **volumi di lavorazione bio** pari a 129 mila tonnellate registrano un calo del 35% rispetto all'analogo periodo del 2021 a seguito dei minori volumi lavorati presso le bioraffinerie di Gela e Venezia causati dalle fermate manutentive. Nell'anno 2022, i volumi pari a 543 mila tonnellate registrano una riduzione del 18% rispetto al periodo di confronto per effetto della fermata dell'impianto di Gela, nei primi mesi dell'anno, solo in parte compensata dalle maggiori lavorazioni presso la bioraffineria di Venezia.
- Nel quarto trimestre 2022 le **vendite rete in Italia** pari a 1,38 mln di tonnellate sono in leggera crescita rispetto al periodo di confronto (+1%) per effetto delle maggiori vendite di benzine e gasolio. Nell'anno, le vendite retail si attestano a 5,38 mln di tonnellate, +5% rispetto all'anno 2021.
- Nel quarto trimestre 2022 le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,55 mln di tonnellate sono in lieve diminuzione rispetto al quarto trimestre 2021 (-1%) come conseguenza dei minori volumi commercializzati di gasolio, solo in parte compensati dalle maggiori vendite nel segmento jet fuel (6,19 mln di tonnellate nell'esercizio; +3% rispetto al periodo di confronto).
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel quarto trimestre pari a 0,77 mln di tonnellate sono in calo del 31% rispetto al periodo di confronto per effetto della minore domanda e della pressione competitiva dovuta agli elevati costi energetici. Nell'esercizio 2022, le vendite ammontano a 3,75 mln di tonnellate, in riduzione del 16% rispetto al periodo di confronto.
- Nel quarto trimestre 2022 il **margine del cracker** ha registrato una riduzione rispetto allo stesso periodo del 2021. I margini operativi sui polimeri hanno riportato una riduzione rispetto al quarto trimestre 2021.

Risultati

3Q 2022	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
(591) Utile (perdita) operativo		(1.236)	(239)	..	452	45	..
242 Esclusione (utile) perdita di magazzino		730	(321)		(416)	(1.455)	
886 Esclusione special item		884	456		1.892	1.562	
537 Utile (perdita) operativo adjusted		378	(104)	..	1.928	152	..
714 - <i>Refining & Marketing</i>		465	(36)	..	2.182	(46)	..
(177) - <i>Chimica</i>		(87)	(68)	(28)	(254)	198	
(13) Proventi (oneri) finanziari netti		6	(13)		(36)	(32)	
175 Proventi (oneri) su partecipazioni		244	10		637	(4)	
144 <i>di cui: ADNOC R&GT</i>		228	(31)		568	(76)	
(192) Imposte sul reddito		(100)	3		(616)	(54)	
507 Utile (perdita) netto adjusted		528	(104)	..	1.913	62	..
186 Investimenti tecnici		461	233	98	878	728	21

- Nel quarto trimestre 2022 il business **Refining & Marketing** ha riportato un **utile operativo adjusted** di €465 mln in significativo miglioramento rispetto al trimestre di confronto, +€501 mln (€2.182 mln nell'esercizio 2022 che si confronta con una perdita di €46 mln nell'anno 2021) per effetto dei margini di raffinazione significativamente più elevati. La performance è stata anche sostenuta dalle misure di ottimizzazione e dalle iniziative per ridurre i costi energetici dei processi industriali, sostituendo il gas naturale con alternative più economiche.
- Nel quarto trimestre 2022 il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una **perdita operativa adjusted** di €87 mln, in aumento di €19 mln rispetto la perdita del trimestre di confronto a causa del complessivo indebolimento della domanda, del forte aumento dei costi, in particolare, delle utilities industriali indicizzate al prezzo del gas naturale. Questi fenomeni sono stati in parte compensati dalle iniziative di ottimizzazione volte a sostituire il consumo di gas naturale con combustibili più economici e dalla riduzione della produzione per compensare il calo della domanda. Nel 2022, la perdita operativa adjusted è pari a €254 mln in riduzione rispetto all'utile di €198 mln conseguito nell'esercizio 2021, che aveva beneficiato delle eccezionali condizioni di mercato registrate nel 2021 a seguito della pandemia.

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

Plenitude & Power

Produzioni e vendite

3Q 2022			4Q			Esercizio		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
Plenitude								
0,61	Vendite retail e business gas	mld di metri cubi	1,86	2,62	(29)	6,84	7,85	(13)
4,77	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,43	4,72	(6)	18,77	16,49	14
9,89	Clienti retail/business	mln pdf	10,07	10,04	0	10,07	10,04	0
681	Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	652	470	39	2.553	986	159
1,827	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	2,198	1,137	93	2,198	1,137	93
59	di cui: - fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)	%	54	49		54	49	
41	- eolico		46	51		46	51	
Power								
5,96	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	5,07	7,74	(34)	22,37	28,54	(22)
5,36	Produzione termoelettrica		4,95	6,36	(22)	21,37	22,31	(4)

- Le **vendite retail e business di gas** sono state di 1,86 mld di metri cubi nel quarto trimestre 2022, in calo del 29% rispetto allo stesso periodo del 2021. In Italia le vendite retail e business di gas sono diminuite a causa dei minori volumi venduti nel segmento residenziale. Nei mercati esteri la riduzione è legata principalmente ai minori volumi commercializzati in Francia. Nel 2022 le vendite sono state pari a 6,84 mld di metri cubi, in calo del 13% rispetto al periodo di confronto.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 4,43 TWh nel quarto trimestre 2022 sono in diminuzione del 6% rispetto allo stesso periodo del 2021. Nell'esercizio 2022 le vendite ammontano a 18,77 TWh, +14% rispetto al periodo di confronto, principalmente per effetto della crescita delle attività in Italia e dell'acquisizione delle attività di Aldro Energía.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 652 GWh nel quarto trimestre 2022, in crescita di 182 GWh, principalmente grazie al contributo degli asset in operation acquisiti.
- Al 31 dicembre 2022, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 2,2 GW, raddoppiata rispetto al 2021, principalmente grazie alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico di Brazoria negli Stati Uniti, dell'impianto fotovoltaico di Cerillares in Spagna e dell'impianto eolico onshore Badamsha 2 in Kazakistan nonché all'acquisizione degli asset di Fortore Energia e PLT in Italia, dell'impianto fotovoltaico Corazon negli Stati Uniti e degli asset di Cuevas in Spagna.
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** sono state di 5,07 TWh nel quarto trimestre 2022, in calo del 34% rispetto al periodo di confronto a causa dei minori volumi commercializzati presso la borsa elettrica (22,37 TWh nell'esercizio 2022 in riduzione del 22% rispetto allo stesso periodo del 2021).

Risultati

3Q 2022	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
1.512	Utile (perdita) operativo	(4.950)	(532)	(830)	(825)	2.355	(135)
(1.340)	Esclusione special item	5.068	634		1.440	(1.879)	
172	Utile (perdita) operativo adjusted	118	102	16	615	476	29
16	- Plenitude	78	86	(9)	345	363	(5)
156	- Power	40	16	150	270	113	139
(2)	Proventi (oneri) finanziari netti	(2)	(1)		(11)	(2)	
4	Proventi (oneri) su partecipazioni	(8)	(3)		(6)	(3)	
(46)	Imposte sul reddito	(53)	(44)		(201)	(144)	
128	Utile (perdita) netto adjusted	55	54	2	397	327	21
118	Investimenti tecnici	191	185	3	631	443	42

- Nel quarto trimestre 2022, **Plenitude** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €78 mln, in riduzione di €8 mln rispetto allo stesso periodo del 2021, a causa del trend di mercato. Nell'anno 2022, l'utile operativo adjusted di €345 mln è diminuito del 5% rispetto al 2021 per gli stessi driver del trimestre.
- Il business **Power** di produzione di energia da impianti a gas, nel quarto trimestre 2022, ha riportato un **utile operativo adjusted** di €40 mln, in crescita di €24 mln rispetto al quarto trimestre del 2021, per effetto dello scenario prezzi favorevole. Nell'anno 2022, l'utile operativo adjusted è stato di €270 mln, in crescita di €157 mln rispetto all'anno 2021.

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

Risultati di gruppo

3Q 2022	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
37.302	Ricavi della gestione caratteristica	31.250	26.766	17	132.237	76.575	73
6.611	Utile (perdita) operativo	(425)	5.691	(107)	17.508	12.341	42
65	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	722	(376)		(564)	(1.491)	
(904)	Esclusione special item ^(a)	3.290	(1.509)		3.447	(1.186)	
5.772	Utile (perdita) operativo adjusted	3.587	3.806	(6)	20.391	9.664	111
Dettaglio per settore di attività							
4.272	<i>Exploration & Production</i>	2.891	3.630	(20)	16.411	9.293	77
1.083	<i>GGP</i>	67	536	(88)	2.067	580	..
537	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	378	(104)	463	1.928	152	1.168
172	<i>Plenitude & Power</i>	118	102	16	615	476	29
(185)	<i>Corporate e altre attività</i>	(141)	(227)	38	(620)	(593)	(5)
(107)	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	274	(131)		(10)	(244)	
5.862	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	550	3.515	(84)	13.810	5.821	137
52	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	509	(267)		(401)	(1.060)	
(2.184)	Esclusione special item ^(a)	1.444	(1.548)		(98)	(431)	
3.730	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	2.503	1.700	47	13.311	4.330	207

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

- Nel quarto trimestre 2022 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €3.587 mln, in riduzione del 6% rispetto al quarto trimestre 2021 per effetto della minore produzione di idrocarburi, della riclassifica di Azule Energy nelle partecipazioni e dell'inversione del trend del mercato del gas naturale, in parte compensati da margini di raffinazione significativamente più elevati (13,6 \$/barile vs valori negativi del periodo di confronto) e da diverse ottimizzazioni nel business della raffinazione, nonché dai maggiori prezzi di realizzo degli idrocarburi. Tali andamenti si riflettono in una flessione dei business E&P e GGP (complessivamente in calo di €1,2 mld rispetto al quarto trimestre 2021), mentre il business R&M ha conseguito un significativo miglioramento di quasi €500 mln. Nell'esercizio 2022, il Gruppo ha conseguito un utile operativo adjusted di €20.391 mln, in crescita di €10.727 mln rispetto al 2021, grazie alla forte performance operativa di E&P, trainata dai maggiori prezzi di realizzo, dalle continue ottimizzazioni nel business GGP facendo leva sulla flessibilità del portafoglio gas e GNL nonché del business R&M a seguito della disponibilità degli impianti e dall'ottimizzazione dei costi in un contesto di margini molto favorevoli.
 - L'**utile netto adjusted** di €2.503 mln del quarto trimestre 2022 evidenzia un significativo incremento rispetto all'utile di €1.700 mln del quarto trimestre 2021, per effetto dell'incremento dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto, joint venture e collegate (+€1.057 mln rispetto al quarto trimestre 2021). Nell'esercizio 2022 il Gruppo ha conseguito l'utile netto adjusted di €13.311 mln, con un aumento di €8.981 mln rispetto all'anno 2021.

Nell'esercizio 2022, il Gruppo ha registrato imposte sul reddito adjusted di €8,6 mld, che includono il prelievo sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito pari a €0,2 mld. Considerando il contributo straordinario di solidarietà di Italia e Germania pari a €1,7 mld, il prelievo fiscale complessivo maturato risulta pari a €10,5 mld, quasi il 50% dell'utile ante imposte del Gruppo.

- Analisi **tax rate consolidato**: il tax rate consolidato adjusted, calcolato non considerando gli effetti del contributo d'imposta straordinario a carico delle imprese italiane valutato come special item, è stato pari a circa il 40% nell'anno.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

3Q 2022	(€ milioni)	4Q			Esercizio			
		2022	2021	var. ass.	2022	2021	var. ass.	
5.883	Utile (perdita) netto	593	3.520	(2.927)	13.884	5.840	8.044	
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>								
(996)	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	2.580	2.467	113	4.349	8.568	(4.219)	
(15)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(65)	(10)	(55)	(524)	(102)	(422)	
3.564	- dividendi, interessi e imposte	(43)	1.524	(1.567)	8.706	5.334	3.372	
(836)	Variazione del capitale di esercizio	3.405	(592)	3.997	(1.271)	(3.146)	1.875	
429	Dividendi incassati da partecipate	811	318	493	1.545	857	688	
(2.218)	Imposte pagate	(2.611)	(1.231)	(1.380)	(8.493)	(3.726)	(4.767)	
(225)	Interessi (pagati) incassati	(77)	(161)	84	(736)	(764)	28	
5.586	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.593	5.835	(1.242)	17.460	12.861	4.599	
(2.099)	Investimenti tecnici	(2.764)	(1.647)	(1.117)	(8.056)	(5.234)	(2.822)	
(978)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(1.066)	(1.314)	248	(3.311)	(2.738)	(573)	
27	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	271	149	122	1.202	404	798	
921	Altre variazioni relative all'attività di investimento	1.184	436	748	2.361	289	2.072	
3.457	Free cash flow	2.218	3.459	(1.241)	9.656	5.582	4.074	
(294)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(590)	(3.089)	2.499	786	(4.743)	5.529	
(1.278)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(585)	1.145	(1.730)	(2.569)	(244)	(2.325)	
(211)	Rimborso di passività per beni in leasing	(227)	(264)	37	(994)	(939)	(55)	
(1.184)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.944)	(319)	(1.625)	(4.841)	(2.780)	(2.061)	
	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(51)	(51)		(138)	1.924	(2.062)	
73	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(136)	13	(149)	16	52	(36)	
563	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTE	(1.315)	894	(2.209)	1.916	(1.148)	3.064	
5.469	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	4.113	4.615	(502)	20.379	12.711	7.668	
3Q 2022	(€ milioni)	4Q	2022	2021	var. ass.	2022	2021	var. ass.
3.457	Free cash flow	2.218	3.459	(1.241)		9.656	5.582	4.074
(211)	Rimborso di passività per beni in leasing	(227)	(264)	37	(994)	(939)	(55)	
(44)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(374)	(282)	(92)	(506)	(777)	271	
(220)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	362		362	142		142	
(370)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(561)	(221)	(340)	(1.353)	(429)	(924)	
(1.184)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.944)	(319)	(1.625)	(4.841)	(2.780)	(2.061)	
	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(51)	(51)		(138)	1.924	(2.062)	
1.428	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(577)	2.322	(2.899)		1.966	2.581	(615)
211	Rimborsi lease liability	227	264	(37)	994	939	55	
(395)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(89)	(288)	199	(608)	(1.258)	650	
(184)	Variazione passività per beni in leasing	138	(24)	162	386	(319)	705	
1.244	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	(439)	2.298	(2.737)		2.352	2.262	90

Il flusso di cassa netto da attività operativa del quarto trimestre 2022 è stato di €4.593 mln, in riduzione di €1.242 mln rispetto allo stesso periodo 2021, per effetto del deconsolidamento delle società controllate angolane a seguito della costituzione della joint venture Azule Energy e di altri trend di business. Nell'anno il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €17.460 mln, in aumento del 36% rispetto al 2021, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream e dal significativo contributo del business R&M.

L'assorbimento di cassa del capitale circolante di €1.271 mln è dovuto alla variazione del valore del magazzino petrolio e prodotti in uno scenario di prezzi in crescita, alla ricostituzione degli stoccati gas e al pagamento delle forniture di gas. I dividendi incassati dalle partecipate hanno riguardato principalmente Vår Energi, Nigeria LNG, Azule Energy e ADNOC R&T.

Prima della **variazione del capitale circolante al costo di rimpiazzo** e di alcune rettifiche, il flusso di cassa netto da attività operativa si ridetermina in €20.379 mln nell'anno. Tali rettifiche comprendono: 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, accantonamenti per attività di bonifica ambientale e di decommissioning di asset nella raffinazione, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri o sopravvenienze attive, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, il pagamento del contributo straordinario delle imprese energetiche in Italia per il 2022, nonché il rimborso di capitale da parte di una collegata riclassificato come flusso di cassa

operativo.

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:

3Q 2022	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2022	2021	var. ass.	2022	2021	var. ass.
5.586	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.593	5.835	(1.242)	17.460	12.861	4.599
836	Variazione del capitale di esercizio	(3.405)	592	(3.997)	1.271	3.146	(1.875)
(1.955)	Esclusione derivati su commodity	1.083	(1.707)	2.790	(382)	(2.139)	1.757
65	Esclusione (utile) perdita di magazzino	722	(376)	1.098	(564)	(1.491)	927
4.532	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	2.993	4.344	(1.351)	17.785	12.377	5.408
937	Accantonamenti straordinari su crediti e altri oneri	1.120	271	849	2.594	334	2.260
5.469	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	4.113	4.615	(502)	20.379	12.711	7.668

I **capex organici** di €8,24 mld, in aumento del 41,7% rispetto al periodo di confronto per effetto dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro e del recupero delle attività rinviate a causa della pandemia, includono il finanziamento della venture CFS (Commonwealth Fusion Systems) per lo sviluppo della fusione magnetica.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a €2,5 mld (inclusi i debiti acquisiti e disinvestiti) e comprendono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% nel progetto offshore eolico Dogger Bank C nel Mare del Nord, del 100% della società SKGR, proprietaria di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Grecia, di capacità rinnovabile negli Stati Uniti, del 3% nel progetto North Field East LNG in Qatar, del 100% di PLT Energia attiva nel business delle rinnovabili, dell'impianto di liquefazione Tango FLNG in Congo nonché il contributo per la ricapitalizzazione della JV Saipem al fine di sostenere il nuovo piano industriale e la ristrutturazione finanziaria della società. Questi impieghi di cassa sono stati parzialmente compensati dall'incasso derivante dal collocamento di una quota del capitale di Vår Energi (circa €0,53 mld) e dalla cessione di una quota minoritaria del business di produzione di energia elettrica da gas con la rilevazione di un "non-controlling interest" (€0,5 mld).

La riduzione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €2 mld è dovuta al flusso di cassa netto da attività operativa di circa €17,5 mld, al rimborso dei crediti strumentali da parte di Azule Energy (€1,3 mld), parzialmente compensati dall'assorbimento di cassa degli investimenti (€8,2 mld), dal pagamento dei dividendi agli azionisti Eni di €3 mld, dall'esecuzione del programma di buy-back con un esborso di €2,4 mld, dall'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (esborso netto di €2,5 mld), dal pagamento delle rate di leasing di €1 mld e delle cedole relative ai bond ibridi (€0,1 mld) e da altre variazioni positive di circa €0,5 mld.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Dic. 2022	31 Dic. 2021	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	56.332	56.299	33
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.446	4.821	(375)
Attività immateriali	5.525	4.799	726
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.786	1.053	733
Partecipazioni	13.265	7.181	6.084
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.973	1.902	71
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.320)	(1.804)	(516)
	81.007	74.251	6.756
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	7.753	6.072	1.681
Crediti commerciali	16.693	15.524	1.169
Debiti commerciali	(19.615)	(16.795)	(2.820)
Attività (passività) tributarie nette	(3.083)	(3.678)	595
Fondi per rischi e oneri	(15.267)	(13.593)	(1.674)
Altre attività (passività) d'esercizio	218	(2.258)	2.476
	(13.301)	(14.728)	1.427
Fondi per benefici ai dipendenti			
	(786)	(819)	33
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			
	156	139	17
CAPITALE INVESTITO NETTO			
	67.076	58.843	8.233
Patrimonio netto degli azionisti Eni	54.634	44.437	10.197
Interessenze di terzi	470	82	388
Patrimonio netto	55.104	44.519	10.585
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			
	7.021	8.987	(1.966)
Passività per beni leasing	4.951	5.337	(386)
- di cui working interest Eni	4.457	3.653	804
- di cui working interest follower	494	1.684	(1.190)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	11.972	14.324	(2.352)
COPERTURE			
	67.076	58.843	8.233
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,13	0,20	(0,07)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,22	0,32	(0,10)
Gearing	0,18	0,24	(0,06)

Al 31 dicembre 2022, il **capitale immobilizzato** (€81 mld) è aumentato di €6,8 mld rispetto al 31 dicembre 2021 per l'effetto positivo delle differenze cambio (al 31 dicembre 2022, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,067 rispetto al cambio di 1,133 al 31 dicembre 2021, -6%), l'effetto delle acquisizioni e l'avvio di un'unità FPSO che opera il permesso di Area 1 in Messico, parzialmente compensati dall'impatto netto della cessione delle controllate angolane in cambio della quota di partecipazione del 50% in Azule Energy e dall'effetto netto degli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo e degli incrementi per investimenti.

Il **capitale di esercizio netto** (-€13,3 mld) è aumentato di €1,4 mld a seguito dell'aumento del valore di libro delle scorte di petrolio e di prodotti per effetto della contabilità del costo medio ponderato in funzione dell'aumento dei prezzi delle commodity (+€1,7 mld), l'incremento delle altre attività (passività) d'esercizio (+€2,5 mld) a seguito della variazione del fair value dei derivati parzialmente compensato dall'incremento del fondo rischi (+1,7 mld) e dal minor saldo debiti e crediti commerciali (circa -€1,6 mld).

Il **patrimonio netto** (€55,1 mld) è aumentato di €10,6 mld rispetto al 31 dicembre 2021 per effetto dell'utile netto del periodo (€13,9 mld), delle differenze positive di cambio (circa €1,1 mld) che riflettono l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro al 31 dicembre 2022 rispetto al 31 dicembre 2021, della

variazione positiva di €0,7 mld della riserva cash flow hedge, in parte compensati dal pagamento dividendi e dall'acquisto di azioni proprie (€5,4 mld).

L'**indebitamento finanziario netto**¹ ante lease liability al 31 dicembre 2022 è pari a €7 mld in riduzione di circa €2 mld rispetto al 31 dicembre 2021. Il **leverage**² – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,13 al 31 dicembre 2022, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2021 (0,20).

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €3.447 mln e di €3.290 mln nell'anno e nel quarto trimestre 2022, rispettivamente, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €503 mln nell'anno (€645 mln nel quarto trimestre 2022) relativi alla radiazione di progetti (circa €200 mln), alla svalutazione di asset industriali a seguito della revisione dei profili produttivi e dei costi (€432 mln nell'anno), accantonamenti per oneri ambientali (€30 mln nell'anno) e accantonamenti per incentivazione all'esodo (€34 mln nell'anno).
- **GGP:** proventi netti per €1.667 mln nell'anno (proventi netti di €3.665 mln nel quarto trimestre 2022) 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 (provento di €1.805 mln e di €3.999 mln nell'anno e nel quarto trimestre, rispettivamente) a seguito del forte incremento dei prezzi del gas; 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 (provento di €114 mln e onere di €472 mln nell'anno e nel quarto trimestre 2022, rispettivamente). Le rettifiche comprendono la riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo positivo di €244 mln nell'anno (saldo negativo di €135 mln nel quarto trimestre 2022) 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.
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €1.892 mln nell'esercizio 2022 (€884 mln nel quarto trimestre 2022) relativi principalmente ad oneri ambientali (€676 mln e €153 mln nell'anno e nel quarto trimestre, rispettivamente), all'accantonamento di un fondo di circa €300 mln per il decommissioning di alcuni impianti e strutture ausiliarie di raffinazione, alle svalutazioni di impianti chimici dovute alle minori prospettive reddituali e al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (complessivamente €717 mln nell'anno e €544 mln nel quarto trimestre), nonché la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (onere di €11 mln e provento di €28 mln nell'anno e nel quarto trimestre, rispettivamente). Le rettifiche comprendono la riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo negativo di €33 mln (saldo positivo di €42 mln nel quarto trimestre) relativo alle differenze cambio e derivati.
- **Plenitude & Power:** oneri netti di €1.440 mln (oneri di €5.068 mln nel quarto trimestre) rappresentati essenzialmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting, il cui ammontare è stato influenzato dall'elevata volatilità delle quotazioni del gas naturale.
- **Corporate e altre attività:** oneri netti di €1.279 mln nell'esercizio 2022 riferiti principalmente all'accantonamento di oneri ambientali relativi ad alcuni siti industriali dismessi in Italia sulla base dell'esperienza del management e del know-how accumulato sulla portata, ampiezza e tempi di realizzazione delle attività e di un quadro regolatorio più certo che hanno consentito di determinare una stima attendibile dei costi futuri previsti per la bonifica delle acque di falda.

Gli altri special item dell'esercizio 2022 sono relativi a: (i) la plusvalenza di €2,5 mld (incluse le differenze cambio) derivante dal conferimento delle controllate Eni operanti in Angola in cambio di una partecipazione del 50% nella neocostituita joint venture Azule Energy con bp, rilevata nella misura attribuibile alla

¹ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 30.

² 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. 21 e seguenti del presente comunicato stampa.

controparte della joint venture sulla base delle disposizioni dello IAS 28; (ii) la plusvalenza di €0,4 mld derivante dalla quotazione di una quota della partecipata Vår Energi attraverso una IPO presso la borsa norvegese; (iii) la quota di oneri straordinari della valutata all'equity Vår Energi relativi alle svalutazioni di proprietà Oil & Gas e alle differenze cambio negative da traduzione di debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di natural hedge (€0,3 mld); (iv) imposte straordinarie di €1,7 mld a titolo di contributi di solidarietà a carico delle imprese del settore energetico. Tali imposte comprendono lo stanziamento del contributo solidaristico italiano istituito dalla Legge Finanziaria 2023 sulla base del reddito imponibile del 2022 al netto di distribuzioni di riserve di rivalutazione.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al quarto trimestre ed all'esercizio 2022 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale. In linea con il comportamento degli altri operatori di mercato le informazioni sono fornite nella sola vista consolidata. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo e quarto trimestre e all'esercizio 2022, al quarto trimestre e all'esercizio 2021. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre e al 30 settembre 2022 al 31 dicembre 2021. 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 2022 e dell'esercizio 2022 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2021 alla quale si rinvia.

Con efficacia 1° gennaio 2022, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1mc = 0,00671 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00665 barili). 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 calorico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") del quarto trimestre e dell'anno 2022 è stato di 8 mila boe/giorno; per omogeneità anche la produzione espressa in boe del primo e secondo trimestre 2022 è stata presentata utilizzando l'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas con un effetto analogo. 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.

* * *

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 relativo al preconsuntivo dell'esercizio 2022 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 extrapolati 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 rischiosità 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.

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numeri verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numeri verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteriasocietaria.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 quarto trimestre e dell'esercizio 2022 (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 consuntivi:

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'accretion 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/debti 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)

Esercizio 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	15.908	3.734	452	(825)	(1.899)	138	17.508
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)	11	1.412			(382)
differenze e derivati su cambi	(57)	244	(33)	(5)			149
altro	55	(98)	147	2	128		234
Special item dell'utile (perdita) operativo	503	(1.667)	1.892	1.440	1.279		3.447
Utile (perdita) operativo adjusted	16.411	2.067	1.928	615	(620)	(10)	20.391
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(319)	(17)	(36)	(11)	(670)		(1.053)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	2.086	4	637	(6)	(81)		2.640
Imposte sul reddito ^(a)	(7.402)	(1.070)	(616)	(201)	671	6	(8.612)
Tax rate (%)							39,2
Utile (perdita) netto adjusted	10.776	984	1.913	397	(700)	(4)	13.366
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							55
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							13.311
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							13.810
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(401)
Esclusione special item							(98)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							13.311

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	10.066	899	45	2.355	(816)	(208)	12.341
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.455)			(36)	(1.491)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	60		150		61		271
svalutazioni (riprese di valore) nette	(1.244)	26	1.342	20	23		167
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	247						247
plusvalenze nette su cessione di asset	(77)		(22)	(2)	1		(100)
accantonamenti a fondo rischi	113		(4)		33		142
oneri per incentivazione all'esodo	60	5	42	(5)	91		193
derivati su commodity		(207)	50	(1.982)			(2.139)
differenze e derivati su cambi	(3)	206	(14)	(6)			183
altro	71	(349)	18	96	14		(150)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(773)	(319)	1.562	(1.879)	223		(1.186)
Utile (perdita) operativo adjusted	9.293	580	152	476	(593)	(244)	9.664
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(313)	(17)	(32)	(2)	(539)		(903)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	681		(4)	(3)	(691)		(17)
Imposte sul reddito ^(a)	(4.118)	(394)	(54)	(144)	247	68	(4.395)
<i>Tax rate (%)</i>							50,3
Utile (perdita) netto adjusted	5.543	169	62	327	(1.576)	(176)	4.349
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							19
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.330
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							5.821
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(1.060)
Esclusione special item							(431)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.330

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV Trimestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.246	3.732	(1.236)	(4.950)	(499)	282	(425)
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)	(28)	5.110			1.083
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)	884	5.068	358		3.290
Utile (perdita) operativo adjusted	2.891	67	378	118	(141)	274	3.587
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(128)	22	6	(2)	(24)		(126)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	691	1	244	(8)	(17)		911
Imposte sul reddito ^(a)	(1.598)	(348)	(100)	(53)	330	(76)	(1.845)
Tax rate (%)							42,2
Utile (perdita) netto adjusted	1.856	(258)	528	55	148	198	2.527
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							24
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.503
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							550
Esclusione (utile) perdita di magazzino							509
Esclusione special item							1.444
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.503

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV Trimestre 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.066	2.864	(239)	(532)	(392)	(76)	5.691
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(321)			(55)	(376)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	41		71		56		168
svalutazioni (riprese di valore) nette	(871)	26	303	20	11		(511)
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	225						225
plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(5)	(1)			(8)
accantonamenti a fondo rischi	16					25	41
oneri per incentivazione all'esodo	41	3	19	(6)	61		118
derivati su commodity		(2.342)	19	616			(1.707)
differenze e derivati su cambi	(9)	52	(6)	(1)			36
altro	123	(67)	55	6	12		129
Special item dell'utile (perdita) operativo	(436)	(2.328)	456	634	165		(1.509)
Utile (perdita) operativo adjusted	3.630	536	(104)	102	(227)	(131)	3.806
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(47)	(6)	(13)	(1)	(134)		(201)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	253	2	10	(3)	(408)		(146)
Imposte sul reddito ^(a)	(1.578)	(365)	3	(44)	194	36	(1.754)
Tax rate (%)							50,7
Utile (perdita) netto adjusted	2.258	167	(104)	54	(575)	(95)	1.705
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.700
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							3.515
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(267)
Esclusione special item							(1.548)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.700

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III trimestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.539	2.062	(591)	1.512	(981)	70	6.611
Esclusione (utile) perdita di magazzino			242			(177)	65
Esclusione special item:							
oneri ambientali	13		685		786		1.484
svalutazioni (riprese di valore) nette	14		70		6		90
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset				1	(1)		
accantonamenti a fondo rischi					(1)		(1)
oneri per incentivazione all'esodo	3		5		6		14
derivati su commodity		(680)	66	(1.341)			(1.955)
differenze e derivati su cambi	(5)	231	(34)				192
altro	(292)	(530)	94				(728)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(267)	(979)	886	(1.340)	796		(904)
Utile (perdita) operativo adjusted	4.272	1.083	537	172	(185)	(107)	5.772
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(76)	(19)	(13)	(2)	(198)		(308)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	511	1	175	4	(4)		687
Imposte sul reddito ^(a)	(1.935)	(421)	(192)	(46)	163	31	(2.400)
Tax rate (%)							39,0
Utile (perdita) netto adjusted	2.772	644	507	128	(224)	(76)	3.751
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							21
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.730
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							5.862
Esclusione (utile) perdita di magazzino							52
Esclusione special item							(2.184)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.730

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

	3Q 2022	(€ milioni)	4Q		Esercizio	
			2022	2021	2022	2021
1.484	Oneri ambientali		348	168	2.056	271
90	Svalutazioni (riprese di valore) nette		875	(511)	1.140	167
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		2	225	2	247
	Plusvalenze nette su cessione di asset		(32)	(8)	(41)	(100)
(1)	Accantonamenti a fondo rischi		76	41	87	142
14	Oneri per incentivazione all'esodo		82	118	202	193
(1.955)	Derivati su commodity		1.083	(1.707)	(382)	(2.139)
192	Differenze e derivati su cambi		(133)	36	149	183
(728)	Altro		989	129	234	(150)
(904)	Special item dell'utile (perdita) operativo		3.290	(1.509)	3.447	(1.186)
(147)	Oneri (proventi) finanziari		111	(27)	(127)	(115)
	<i>di cui:</i>					
(192)	- <i>riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo</i>		133	(36)	(149)	(183)
(2.166)	Oneri (proventi) su partecipazioni		(211)	399	(2.844)	851
	<i>di cui:</i>					
(2.445)	- <i>svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni</i>			399		851
(12)	- <i>plusvalenza cessione Vår Energi</i>			(4)		(448)
(2.445)	- <i>plusvalenza netta cessione asset Angolani</i>			(97)		(2.542)
1.033	Imposte sul reddito		(1.765)	(411)	(593)	19
(2.184)	Totale special item dell'utile (perdita) netto		1.425	(1.548)	(117)	(431)
	<i>di competenza:</i>					
(2.184)	- <i>azionisti Eni</i>		1.444	(1.548)	(98)	(431)
	- interessenze di terzi					
			(19)		(19)	

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

IV Trimestre				2022			Esercizio			
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted	(€ milioni)	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(425)	722	3.423	(133)	3.587	Utile operativo	17.508	(564)	3.298	149	20.391
(237)	(22)	133	(126)	911	Proventi/oneri finanziari	(926)	22	(149)	(1.053)	1.122
1.122	(211)			911	Proventi/oneri da partecipazioni	5.484	(2.844)			2.640
295	(124)			171	. Vår Energi	691		260		295
281				281	. Azule	455				281
105	123			228	. Adnoc R&T	529		39		105
133	(213)	(1.765)		(1.845)	Imposte sul reddito	(8.182)	163	(593)		133
593	509	1.425		2.527	Utile netto	13.884	(401)	(117)		593
43	(19)			24	- Interessenze di terzi	74		(19)		43
550				2.503	Utile netto di competenza azionisti Eni	13.810				13.311
IV Trimestre				2021			Esercizio			
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted	(€ milioni)	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
5.691	(376)	(1.545)	36	3.806	Utile operativo	12.341	(1.491)	(1.369)	183	9.664
(174)	9	(36)	(201)	Proventi/oneri finanziari	(788)	68	(183)	(903)		(174)
(545)	399		(146)	Proventi/oneri da partecipazioni	(868)	851			(17)	(545)
196	(35)		161	. Vår Energi	20	405			425	196
(385)	354		(31)	. Adnoc R&T	(320)	244			(76)	(385)
(1.452)	109	(411)	(1.754)	Imposte sul reddito	(4.845)	431	19		(4.395)	(1.452)
3.520	(267)	(1.548)		1.705	Utile netto	5.840	(1.060)	(431)		3.520
5			5	- Interessenze di terzi	19				19	5
3.515			1.700	Utile netto di competenza azionisti Eni	5.821				4.330	3.515
III Trimestre 2022										
(€ milioni)						Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
Utile operativo						6.611	65	(1.096)	192	5.772
Proventi/oneri finanziari						(161)		45	(192)	(308)
Proventi/oneri da partecipazioni						2.853		(2.166)		687
. Vår Energi						102		223		325
. Azule						174				174
. Adnoc R&T						85		59		144
Imposte sul reddito						(3.420)	(13)	1.033		(2.400)
Utile netto						5.883	52	(2.184)		3.751
- Interessenze di terzi						21				21
Utile netto di competenza azionisti Eni						5.862				3.730

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

3Q 2022	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
7.676	Exploration & Production	7.328	7.273	1	31.200	21.742	44
14.905	Global Gas & LNG Portfolio	10.745	10.213	5	48.487	20.843	..
14.757	Refining & Marketing e Chimica	14.488	12.426	17	58.930	40.374	46
6.085	Plenitude & Power	4.902	4.051	21	20.954	11.187	87
428	Corporate e altre attività	591	481	23	1.879	1.698	11
(6.549)	Elisioni di consolidamento	(6.804)	(7.678)		(29.213)	(19.269)	
37.302		31.250	26.766	17	132.237	76.575	73

Costi operativi

3Q 2022	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
27.395	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	27.979	19.624	43	102.256	55.549	84
(281)	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	69	113	(39)	(47)	279	..
650	Costo lavoro	817	769	6	3.015	2.888	4
14	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	82	118		202	193	
27.764		28.865	20.506	41	105.224	58.716	79

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

3Q 2022	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
1.423	Exploration & Production	1.784	1.663	7	6.018	5.976	1
55	Global Gas & LNG Portfolio	58	57	2	217	174	25
127	Refining & Marketing e Chimica	129	128	1	506	512	(1)
89	Plenitude & Power	96	85	13	358	286	25
34	Corporate e altre attività	37	38	(3)	139	148	(6)
(9)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(9)		(33)	(33)	
1.719	Ammortamenti	2.096	1.962	7	7.205	7.063	
90	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	875	(511)	..	1.140	167	..
1.809	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.971	1.451	..	8.345	7.230	15
52	Radiazioni	500	288	74	599	387	
1.861		3.471	1.739	100	8.944	7.617	17

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
Esercizio 2022						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.526	4	446	(20)	(95)	1.861
Dividendi	269		82			351
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	448		3	30	2	483
Altri proventi (oneri) netti	2.615		102	77	(5)	2.789
	4.858	4	633	87	(98)	5.484

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.

30 Sett. 2022	Var. ass.			31 Dic. 2022	31 Dic. 2021	Var. ass.
			(€ milioni)			
27.313	(396)	Debiti finanziari e obbligazionari		26.917	27.794	(877)
7.468	75	- Debiti finanziari a breve termine		7.543	4.080	3.463
19.845	(471)	- Debiti finanziari a lungo termine		19.374	23.714	(4.340)
(11.480)	1.325	Disponibilità liquide ed equivalenti		(10.155)	(8.254)	(1.901)
(6.752)	(1.499)	Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		(8.251)	(6.301)	(1.950)
(2.637)	1.147	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(1.490)	(4.252)	2.762
6.444	577	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		7.021	8.987	(1.966)
5.089	(138)	Passività per beni in leasing		4.951	5.337	(386)
4.555	(98)	- di cui working interest Eni		4.457	3.653	804
534	(40)	- di cui working interest follower		494	1.684	(1.190)
11.533	439	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		11.972	14.324	(2.352)
57.845	(2.741)	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.104	44.519	10.585
0,11	0,02	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,13	0,20	(0,07)
0,20	0,02	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,22	0,32	(0,10)

Leverage pro-forma

	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
(€ milioni)			
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	11.972	494	11.478
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.104		55.104
Leverage pro-forma	0,22		0,21

Il leverage pro-forma è determinato al netto della quota delle passività per beni in leasing attribuibile ai follower, oggetto di recupero attraverso il meccanismo delle cash call.

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Dic. 2022	31 Dic. 2021
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	10.155	8.254
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	8.251	6.301
Altre attività finanziarie	1.504	4.308
Crediti commerciali e altri crediti	20.924	18.850
Rimanenze	7.753	6.072
Attività per imposte sul reddito	608	195
Altre attività	12.823	13.634
	62.018	57.614
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	56.332	56.299
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.446	4.821
Attività immateriali	5.525	4.799
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.786	1.053
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12.063	5.887
Altre partecipazioni	1.202	1.294
Altre attività finanziarie	1.967	1.885
Attività per imposte anticipate	3.735	2.713
Attività per imposte sul reddito	114	108
Altre attività	2.271	1.029
	89.441	79.888
Attività destinate alla vendita	264	263
TOTALE ATTIVITÀ	151.723	137.765
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.446	2.299
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.097	1.781
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	884	948
Debiti commerciali e altri debiti	25.797	21.720
Passività per imposte sul reddito	1.657	648
Altre passività	12.519	15.756
	48.400	43.152
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	19.374	23.714
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.067	4.389
Fondi per rischi e oneri	15.267	13.593
Fondi per benefici ai dipendenti	786	819
Passività per imposte differite	5.094	4.835
Passività per imposte sul reddito	253	374
Altre passività	3.270	2.246
	48.111	49.970
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	108	124
TOTALE PASSIVITÀ	96.619	93.246
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	23.257	22.750
Riserve per differenze cambio da conversione	7.646	6.530
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	8.853	6.289
Azioni proprie	(2.937)	(958)
Utile (perdita) netto	13.810	5.821
Totale patrimonio netto di Eni	54.634	44.437
Interessenze di terzi	470	82
TOTALE PATRIMONIO NETTO	55.104	44.519
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	151.723	137.765

CONTO ECONOMICO

3Q 2022	(€ milioni)	4Q		Esercizio	
		2022	2021	2022	2021
37.302	Ricavi della gestione caratteristica	31.250	26.766	132.237	76.575
267	Altri ricavi e proventi	290	312	1.175	1.196
37.569	Totale ricavi	31.540	27.078	133.412	77.771
(27.395)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(27.979)	(19.624)	(102.256)	(55.549)
281	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(69)	(113)	47	(279)
(650)	Costo lavoro	(817)	(769)	(3.015)	(2.888)
(1.333)	Altri proventi (oneri) operativi	371	858	(1.736)	903
(1.719)	Ammortamenti	(2.096)	(1.962)	(7.205)	(7.063)
(90)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(875)	511	(1.140)	(167)
(52)	Radiazioni	(500)	(288)	(599)	(387)
6.611	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	(425)	5.691	17.508	12.341
2.618	Proventi finanziari	2.375	1.035	8.449	3.723
(2.926)	Oneri finanziari	(2.602)	(1.168)	(9.333)	(4.216)
(21)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	57	(10)	(55)	11
168	Strumenti finanziari derivati	(67)	(31)	13	(306)
(161)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(237)	(174)	(926)	(788)
326	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	685	(667)	1.861	(1.091)
2.527	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	437	122	3.623	223
2.853	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	1.122	(545)	5.484	(868)
9.303	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	460	4.972	22.066	10.685
(3.420)	Imposte sul reddito	133	(1.452)	(8.182)	(4.845)
5.883	Utile (perdita) netto	593	3.520	13.884	5.840
	di competenza:				
5.862	- azionisti Eni	550	3.515	13.810	5.821
21	- interessenze di terzi	43	5	74	19
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
1,66	- semplice	0,19	0,98	3,93	1,61
1,67	- diluito	0,19	0,97	3,93	1,60
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.487,8	- semplice	3.371,9	3.548,9	3.483,6	3.566,0
3.493,6	- diluito	3.378,2	3.556,5	3.490,0	3.573,6

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	4Q		Esercizio	
	2022	2021	2022	2021
Utile (perdita) netto del periodo	593	3.520	13.884	5.840
Componenti non riclassificabili a conto economico	(80)	132	14	149
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(10)	119	60	119
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1		2	2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(81)	90	(43)	105
Effetto fiscale	10	(77)	(5)	(77)
Componenti riclassificabili a conto economico	(1.446)	916	1.695	1.902
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(5.013)	845	1.117	2.828
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	4.947	72	696	(1.264)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	86	20	119	(34)
Effetto fiscale	(1.466)	(21)	(237)	372
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(1.526)	1.048	1.709	2.051
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(933)	4.568	15.593	7.891
di competenza:				
- azionisti Eni	(973)	4.563	15.517	7.872
- interessenze di terzi	40	5	76	19

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021	37.493
Totale utile (perdita) complessivo	7.891
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.390)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(5)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(61)
Acquisto azioni proprie	(400)
Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue	(15)
Altre variazioni	6
Totale variazioni	7.026
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2021	44.519
di competenza:	
- azionisti Eni	44.437
- interessenze di terzi	82
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022	44.519
Totale utile (perdita) complessivo	15.593
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.022)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(60)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)
Cessione EniPower	542
Acquisto di azioni proprie	(2.400)
Imposte su cedole bond ibrido	44
Altre variazioni	26
Totale variazioni	10.585
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2022	55.104
di competenza:	
- azionisti Eni	54.634
- interessenze di terzi	470

RENDICONTO FINANZIARIO

3Q 2022	(€ milioni)	4Q		Esercizio	
		2022	2021	2022	2021
5.883	Utile (perdita) netto	593	3.520	13.884	5.840
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
1.719	Ammortamenti	2.096	1.962	7.205	7.063
90	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	875	(511)	1.140	167
52	Radiazioni	500	288	599	387
(326)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(685)	667	(1.861)	1.091
(15)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(65)	(10)	(524)	(102)
(66)	Dividendi	(134)	(110)	(351)	(230)
(60)	Interessi attivi	(49)	(18)	(158)	(75)
270	Interessi passivi	273	200	1.033	794
3.420	Imposte sul reddito	(133)	1.452	8.182	4.845
(2.479)	Altre variazioni	(242)	(9)	(2.773)	(194)
(836)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	3.405	(592)	(1.271)	(3.146)
(1.658)	- <i>rimanenze</i>	2.159	(410)	(2.572)	(2.033)
(1.170)	- <i>crediti commerciali</i>	145	(4.933)	(1.172)	(7.888)
1.393	- <i>debiti commerciali</i>	1.624	5.073	2.372	7.744
1.211	- <i>fondi per rischi e oneri</i>	709	(151)	2.028	(406)
(612)	- <i>altre attività e passività</i>	(1.232)	(171)	(1.927)	(563)
(52)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	36	70	39	54
429	Dividendi incassati	811	318	1.545	857
16	Interessi incassati	86	8	115	28
(241)	Interessi pagati	(163)	(169)	(851)	(792)
(2.218)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(2.611)	(1.231)	(8.493)	(3.726)
5.586	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.593	5.835	17.460	12.861
(3.160)	Flusso di cassa degli investimenti	(3.324)	(2.559)	(10.793)	(7.815)
(2.031)	- <i>attività materiali</i>	(2.597)	(1.541)	(7.700)	(4.950)
	- <i>diritto di utilizzo prepagato beni in leasing</i>	(3)		(3)	(2)
(68)	- <i>attività immateriali</i>	(167)	(106)	(356)	(284)
(723)	- <i>imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</i>	(744)	(1.145)	(1.637)	(1.901)
(255)	- <i>partecipazioni</i>	(322)	(169)	(1.674)	(837)
(85)	- <i>titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa</i>	(119)	(49)	(350)	(227)
2	- <i>variazione debiti relativi all'attività di investimento</i>	628	451	927	386
1.031	Flusso di cassa dei disinvestimenti	949	183	2.989	536
23	- <i>attività materiali</i>	119	16	149	207
	- <i>attività immateriali</i>	5		17	1
(36)	- <i>imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute</i>	(28)		(60)	76
	- <i>imposte pagate sulle dismissioni</i>				(35)
40	- <i>partecipazioni</i>	175	133	1.096	155
52	- <i>titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa</i>	351	30	483	141
952	- <i>variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento</i>	327	4	1.304	(9)
(294)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(590)	(3.089)	786	(4.743)
(2.423)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.965)	(5.465)	(7.018)	(12.022)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

3Q 2022	(€ milioni)	4Q		Esercizio	
		2022	2021	2022	2021
2 Assunzione di debiti finanziari non correnti		(1)	2.205	130	3.556
(94) Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(286)	(912)	(4.074)	(2.890)
(211) Rimborso di passività per beni in leasing		(227)	(264)	(994)	(939)
(1.186) Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		(298)	(148)	1.375	(910)
(751) Dividendi pagati ad azionisti Eni		(738)	(8)	(3.009)	(2.358)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(47)		(60)	(5)
1 Apporti di capitale da azionisti terzi		71		92	
547 Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		(6)	(13)	536	(17)
(981) Acquisto di azioni proprie		(1.224)	(298)	(2.400)	(400)
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue					1.985
Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue		(51)	(51)	(138)	(61)
(2.673) Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(2.807)	511	(8.542)	(2.039)
73 Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(136)	13	16	52
563 Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		(1.315)	894	1.916	(1.148)
10.933 Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		11.496	7.371	8.265	9.413
11.496 Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo		10.181	8.265	10.181	8.265

Investimenti tecnici

3Q 2022	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
1.770	Exploration & Production	2.041	1.154	77	6.362	3.861	65
118	<i>di cui: - acquisto di riserve proved e unproved</i>	(11)	4	..	260	17	..
138	<i>- ricerca esplorativa</i>	285	85	..	708	391	81
1.490	<i>- sviluppo di idrocarburi</i>	1.704	1.029	66	5.238	3.364	56
5	Global Gas & LNG Portfolio	9	3	..	23	19	..
186	Refining & Marketing e Chimica	461	233	98	878	728	21
135	<i>- Refining & Marketing</i>	317	184	72	623	538	16
51	<i>- Chimica</i>	144	49	..	255	190	34
118	Plenitude & Power	191	185	3	631	443	42
96	<i>- Plenitude</i>	127	146	(13)	481	366	31
22	<i>- Power</i>	64	39	64	150	77	95
23	Corporate e altre attività	62	72	(14)	166	187	(11)
(3)	Elisioni di consolidamento				(4)	(4)	
2.099	Investimenti tecnici	2.764	1.647	68	8.056	5.234	54

Nell'esercizio 2022 gli investimenti di €8.056 mln (€5.234 mln nell'esercizio 2021) evidenziano un aumento del 54% e hanno riguardato principalmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€5.238 mln) in particolare in Egitto, Costa d'Avorio, Congo, Emirati Arabi Uniti, Messico, Iraq, Italia ed Algeria;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€491 mln) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay-in-business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€132 mln) interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- Plenitude (€481 mln) relativa principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici.

Performance di sostenibilità

		Esercizio	2022	2021
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,41	0,34	
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	39,4	40,1	
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione linda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,6	20,2	
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	49,6	54,5	
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	1,1	1,2	
Volumi oil spill operativi (>1 barile)	(migliaia di barili)	1,04	1,36	
Acqua di formazione reiniettata	(%)	59	58	

I KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro pari a 0,41, in aumento rispetto al 2021 a causa dell'incremento degli infortuni occorsi a personale contrattista, in particolare nell'attività upstream. Rispetto al 2014 l'indice migliora del 42%.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)**: pari a 39,4 mln di tonnellate di CO₂eq, sono in lieve riduzione rispetto al 2021, principalmente per effetto del calo delle emissioni nei business upstream, power e chimica, parzialmente compensato da un aumento nel settore trasporto e liquefazione gas.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione linda di idrocarburi operata (upstream)**: pari a 20,6 tonnellate di CO₂eq/migliaia di boe, sono in lieve aumento rispetto al 2021 per una riduzione della produzione.
- **Emissioni dirette di metano (Scope 1)**: in riduzione rispetto al 2021, in relazione alle continue campagne di monitoraggio e manutenzione delle emissioni fuggitive.
- **Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine**: in riduzione rispetto al 2021, principalmente grazie all'avvio di progetti di flaring down in Nigeria e ad una iniziativa di valorizzazione del gas in Egitto.
- **Volumi oil spill operativi**: in diminuzione di oltre il 20%, anche grazie ai sistemi tecnologici adottati da Eni nella logistica R&M e nell'upstream. In aumento rispetto al 2021, i volumi di oil spill da sabotaggio, a causa di un incremento degli atti di effrazione registrati in Nigeria.
- **Acqua di formazione reiniettata upstream**: sostanzialmente in linea rispetto al 2021.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

3Q 2022		(mgi di boe/giorno)	4Q		Esercizio	
			2022	2021	2022	2021
81	Italia		80	87	82	83
181	Resto d'Europa		182	228	189	213
268	Africa Settentrionale		291	264	267	262
343	Egitto		328	348	346	360
316	Africa Sub-Sahariana		273	321	289	310
81	Kazakhstan		150	165	126	146
171	Resto dell'Asia		171	190	174	177
127	America		135	119	127	115
10	Australia e Oceania		7	15	10	16
1.578	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		1.617	1.737	1.610	1.682
277	- di cui società in Joint Venture e collegate		314	260	260	242
128	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	134	149	532	567

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

3Q 2022		(mgi di barili/giorno)	4Q		Esercizio	
			2022	2021	2022	2021
35	Italia		35	39	36	36
106	Resto d'Europa		106	136	109	130
124	Africa Settentrionale		136	121	125	126
74	Egitto		76	81	77	82
173	Africa Sub-Sahariana		166	217	175	201
53	Kazakhstan		111	118	88	102
80	Resto dell'Asia		78	85	78	80
62	America		68	55	63	56
	Australia e Oceania					
707	Produzione di petrolio e condensati		776	852	751	813
146	- di cui società in Joint Venture e collegate		176	124	132	119

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

3Q 2022		(mln di metri cubi/giorno)	4Q		Esercizio	
			2022	2021	2022	2021
7	Italia		7	7	7	7
11	Resto d'Europa		11	14	12	13
21	Africa Settentrionale		23	21	21	20
40	Egitto		37	40	40	42
21	Africa Sub-Sahariana		16	16	17	16
4	Kazakhstan		6	7	6	7
14	Resto dell'Asia		14	16	14	15
10	America		10	10	10	9
2	Australia e Oceania		1	2	1	2
130	Produzione di gas naturale		125	133	128	131
19	- di cui società in Joint Venture e collegate		20	20	19	18

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

(b) Comprende la produzione di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (139 e 121 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2022 e 2021, rispettivamente, 124 e 116 mila boe/giorno nel esercizio 2022 e 2021, rispettivamente e 121 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2022).