



San Donato Milanese
29 aprile 2022

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

Eni: risultati del primo trimestre 2022

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

IV Trim. 2021			I Trim.		
			2022	2021	var %
79,7	Brent dated	\$/barile	101,4	60,9	67
1,144	Cambio medio EUR/USD		1,122	1,205	(7)
987	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl mc	1.043	198	426
(2,2)	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	(0,9)	(0,6)	..
1.737	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.654	1.704	(3)
3.806	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	5.191	1.321	293
3.630	E&P		4.381	1.378	218
536	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		931	(30)	..
(104)	R&M e Chimica		(91)	(120)	24
102	Plenitude & Power		185	202	(8)
1.700	Utile (perdita) netto adjusted ^(a)		3.270	270	..
0,47	per azione - diluito (€)		0,91	0,08	
3.515	Utile (perdita) netto ^(b)		3.583	856	..
0,97	per azione - diluito (€)		1,00	0,24	
4.615	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		5.606	1.960	186
5.835	Flusso di cassa netto da attività operativa		3.098	1.376	125
1.777	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(b)		1.617	1.387	17
8.987	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.623	12.239	(30)
44.519	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		47.466	39.957	19
0,20	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,18	0,31	

(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 del primo trimestre 2022 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato: "Il trimestre è stato caratterizzato da rilevanti sviluppi strategici per Eni. Abbiamo reagito con rapidità alle mutate condizioni del mercato energetico facendo leva sulla dimensione globale del nostro settore upstream e sulle consolidate relazioni con i paesi produttori per identificare nuove opportunità di forniture per l'Europa, incrementali e alternative a quelle esistenti. Abbiamo concluso importanti accordi con Algeria, Egitto e Congo, e un altro ancora in Angola, che rafforzano ulteriormente le attività congiunte con le società di stato locali con l'obiettivo di promuovere maggiori flussi di export di gas naturale a beneficio dell'Italia e dell'Europa nel contesto della transizione verso un'economia decarbonizzata. Durante il trimestre abbiamo concluso con successo l'iter di quotazione della nostra consociata upstream norvegese, Vår Energi, della quale adesso deteniamo il 64%, e abbiamo lanciato con BP l'operazione di integrazione dei rispettivi rilevanti portafogli upstream in Angola. Plenitude, la nostra controllata che integra le energie rinnovabili con il retail gas&power, procede verso la quotazione entro il 2022 subordinata alle condizioni di mercato ed abbiamo annunciato la prossima costituzione di una impresa per la Mobilità Sostenibile che combinerà le nostre bioraffinerie, il nostro network di punti vendita multi-prodotto, multi-servizio e la relativa clientela. Grazie a Plenitude e alla Mobilità Sostenibile puntiamo ad offrire alla nostra clientela distintivi prodotti decarbonizzati e servizi sostenibili. Abbiamo completato con successo l'offerta iniziale di sottoscrizione presso il listino londinese delle azioni di NEOA, un veicolo che identificherà opportunità di acquisizioni nei settori della decarbonizzazione e transizione energetica.

Venendo ai risultati del primo trimestre, la nostra performance ha dimostrato solidità e resilienza in un contesto di estrema volatilità dei prezzi e di incertezza a causa della guerra in corso e delle tensioni internazionali. Abbiamo conseguito un Ebit adj. di Gruppo di €5,2 miliardi, con un incremento di €3,9 miliardi rispetto al primo trimestre 2021 dovuto al robusto andamento della E&P grazie al forte scenario prezzi, e di GGP sostenuto dalla crescita del business internazionale del GNL e dalla flessibilità del nostro portafoglio di approvvigionamento. Abbiamo realizzato un utile netto di €3,3 miliardi. Era cruciale che in un mercato caratterizzato da tale volatilità, rimanessimo finanziariamente disciplinati e in tal modo abbiamo generato un free cash flow organico di €1,8 miliardi, nonostante i maggiori fabbisogni di capitale circolante connessi alla stagionalità delle vendite di gas resi ancora più accentuati dall'aumento delle quotazioni delle materie prime. In conclusione, è stato un trimestre di evidenti progressi nell'attuazione della nostra strategia volta a garantire sicurezza e sostenibilità del sistema energetico, mantenendo il nostro forte impegno a una giusta transizione energetica e alla creazione di valore per i nostri stakeholders."

Highlight primo trimestre 2022

Risultati operativi di Gruppo 1Q 2022

- EBIT adjusted consolidato del primo trimestre 2022: €5,19 miliardi, in crescita del 300% rispetto al primo trimestre 2021.
- Tale performance è stata trainata dai solidi risultati della E&P con un Ebit adjusted di €4,38 miliardi, un incremento di €3 miliardi rispetto al primo trimestre 2021 dovuto alla capacità di catturare il rilevante aumento dei prezzi di realizzo delle produzioni equity (+70% in media). La produzione di idrocarburi del trimestre è stata di 1,65 milioni di boe/g, livello coerente con la guidance dell'anno.
- Il segmento GGP ha registrato un Ebit adjusted di €0,93 miliardi, rispetto al breakeven del primo trimestre 2021, sostenuto dalla crescita delle vendite, dai migliori risultati del business internazionale del GNL nel contesto di un robusto scenario prezzi, e dall'ottimizzazione dei margini sfruttando la flessibilità del portafoglio di approvvigionamento gas.
- Il business R&M ha conseguito un risultato positivo (€24 milioni), in significativo miglioramento rispetto alla perdita di €159 milioni del primo trimestre 2021. Tale incremento è legato alle ottimizzazioni degli assetti impiantistici, che hanno consentito di ridurre l'utilizzo del gas naturale e i costi delle utilities, nonché alla significativa ripresa del margine di raffinazione dalla seconda metà del mese di marzo, trainato dal rafforzamento del gasolio, a causa di una scarsa disponibilità sul mercato.
- Il business chimico gestito da Versalis ha mostrato un trend debole con un peggioramento di -€154 milioni rispetto al periodo di confronto, penalizzato dall'aumento delle quotazioni della carica petrolifera e dai maggiori costi delle utilities industriali.
- Il business retail, renewable & mobilità elettrica gestito da Plenitude è ben posizionato per conseguire la guidance annuale di EBITDA adjusted (oltre €0,6 miliardi) nonostante la volatilità dello scenario, confermando la resilienza del nostro modello integrato di business.
- Utile netto adjusted del primo trimestre 2022: €3,27 miliardi con una crescita di €3 miliardi rispetto al primo trimestre 2021, sostenuto dai maggiori risultati delle partecipazioni valutate all'equity e dalla riduzione del tax rate dovuta a un migliore mix geografico e dall'effetto prezzo nella E&P, e dai contributi positivi di GGP e di R&M ai risultati consolidati.
- Flusso di cassa netto adjusted ante working capital al costo di rimpiazzo del primo trimestre 2022: €5,61 miliardi sostenuto dalla solida performance dei business core (+186% rispetto al primo trimestre 2021).
- Dopo il finanziamento dei capex organici di €1,62 miliardi, in leggero aumento rispetto al primo trimestre 2021, e il fabbisogno del capitale di esercizio netto, il Gruppo ha ottenuto un FCF organico di €1,8 miliardi. I fattori stagionali che tipicamente determinano il fabbisogno del capitale di esercizio netto del primo trimestre hanno determinato un assorbimento di cassa di €1,96 miliardi, che riflette il maggior valore nominale dei crediti commerciali.
- Il flusso di cassa del trimestre ha beneficiato dalla finalizzazione del collocamento azionario della partecipata Vår Energi con proventi per Eni di circa €0,4 miliardi.
- I fabbisogni di cassa non organici di €1,25 miliardi sono riferiti alle acquisizioni Plenitude (€0,8 miliardi) e il versamento in conto capitale alla JV Saipem (€0,46 miliardi) nell'ambito della ristrutturazione finanziaria della partecipata.
- Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 al 31 marzo 2022: €8,62 miliardi; il leverage continua a rafforzarsi con un valore di 0,18 vs 0,20 al 31 dicembre 2021.

Sviluppi di business

E&P e GGP

- Marzo/aprile: facendo leva sulle consolidate relazioni con i paesi dell'Africa Settentrionale e Occidentale, sono stati definiti importanti accordi quadro con Algeria, Egitto e Congo rispettivamente l'11, il 13 e il 21 aprile u.s. finalizzati a rafforzare le operazioni congiunte nel settore upstream nei tre paesi con

l'obiettivo di aumentare i flussi di export di gas naturale verso l'Europa. Sono previste ulteriori forniture dall'Angola.

- In base ai termini dell'accordo con l'Algeria, Eni prevede di aumentare gradualmente i volumi di gas esportati in Italia attraverso il gasdotto Transmed nell'ambito dei contratti di fornitura di lungo termine in essere con Sonatrach, con consegne incrementali di gas naturale a partire dal prossimo anno termico e un progressivo ramp-up fino a 9 miliardi di metri cubi/anno nel 2023-24. Ulteriori riserve di gas a sostegno del maggiore export saranno sviluppate congiuntamente da Eni e Sonatrach facendo leva sul modello di sviluppo Eni "fast track" per supportare le esportazioni verso l'Italia.
- Con la società di Stato egiziana "EGAS" è stato concordato di valorizzare le riserve locali di gas incrementando le attività nelle concessioni gestite congiuntamente e attraverso l'esplorazione near-field, con l'obiettivo di incrementare la produzione e le esportazioni di gas verso l'Italia attraverso l'impianto di liquefazione di Damietta sino ad un livello di 3 miliardi di metri cubi nel 2022.
- Con le autorità petrolifere della Repubblica del Congo è stata firmata una lettera d'intenti per l'aumento della produzione e dell'export di gas verso l'Italia tramite lo sviluppo di un progetto di gas naturale liquefatto con avvio previsto nel 2023 e capacità a regime di oltre 4,5 miliardi di metri cubi/anno. L'export di GNL permetterà di valorizzare la produzione di gas eccedente la domanda interna congolese.
- A febbraio, è stata finalizzata con il fondo azionario HitecVision, la quotazione della partecipata Vår Energi presso la borsa di Oslo, la più grande offerta pubblica iniziale del settore Oil&Gas in Europa negli ultimi 15 anni, collocando una partecipazione di circa l'11,2% del capitale sociale della partecipata. A seguito del closing dell'operazione, la partecipazione di Eni si riduce al 64,3%.
- A marzo, è stato firmato un accordo con BP per la costituzione in Angola di una joint venture paritetica finanziariamente indipendente, Azule Energy, che integrerà i rispettivi portafogli di attività oil&gas delle due società nel Paese per massimizzare la crescita e il valore.
- A febbraio avviata la produzione del progetto di sviluppo Ndungu Early Production, nel blocco 15/06 al largo dell'Angola, connettendo il campo alla nave Ngoma Floating Production Storage and Offloading (FPSO) che opera il blocco. Durante la fase di ramp-up di Ndungu, a marzo sono proseguite le attività di appraisal della scoperta attraverso la perforazione di un pozzo di delineazione che ha permesso di aumentare significativamente la stima dei volumi del giacimento a circa 1 miliardo di barili di petrolio equivalente in posto, facendo del campo di Ndungu, insieme ad Agogo, il più grande accumulo scoperto nel Blocco 15/06. I risultati evidenziano l'efficacia del modello Eni Infrastructure-Led Exploration e l'approccio di sviluppo per fasi finalizzato alla riduzione del time-to-market delle riserve.
- A febbraio avviata la produzione della FPSO Miamte presso il campo di Miztón, nell'ambito del progetto di sviluppo di Area 1 nel Golfo del Messico.
- A febbraio, registrati i risultati preliminari del pozzo esplorativo XF-002 nel Blocco 2 nell'offshore di Abu Dhabi (Eni 70%, operator) che hanno dato esito positivo e di cui si attende conferma con il completamento delle operazioni di perforazione nel secondo trimestre del 2022.
- A marzo, registrata dalla JV Eni (49%) e Sonatrach (51%) una significativa scoperta a olio e gas associato in Algeria nella concessione Zemlet El Arbi nel bacino del Berkine Nord. La nuova scoperta si stima contenere circa 140 milioni di barili di olio in posto. Il pozzo è localizzato nei pressi degli impianti di trattamento del giacimento di Bir Rebaa Nord, che consentirà uno sviluppo fast track della scoperta.
- Ad aprile, registrate nuove scoperte ad olio e gas nei pressi della concessione di Meleiha, nel deserto occidentale dell'Egitto, già allacciate agli impianti di estrazione esistenti, in linea con la strategia "near field" che consente di massimizzare le sinergie operative.
- A gennaio, a seguito della procedura di gara "2021 Awards in Predefined Areas" (APA) del Ministero norvegese del Petrolio e dell'Energia, Vår Energi si è aggiudicata dieci licenze esplorative (di cui cinque come operatore) che coprono aree nei principali bacini minerari della piattaforma continentale norvegese (NCS).
- A gennaio, a seguito della positiva partecipazione all'Egypt International Bid Round for Petroleum Exploration and Exploitation 2021, Eni si è aggiudicata cinque licenze esplorative (di cui quattro come operatore) nei principali bacini minerari di interesse per Eni: Mediterraneo Orientale offshore, Deserto Occidentale e Golfo di Suez, per una superficie complessiva di circa 8.410 chilometri quadrati.

- A marzo ratificata l'assegnazione di un nuovo PSC nel prolifico bacino del Berkine South in Algeria, Eni 49% operatore, Sonatrach 51%.
- A marzo sono stati firmati i PSC per due nuovi blocchi esplorativi, CI-401 e CI-801, nell'offshore della Costa d'Avorio, limitrofi alla scoperta di Baleine.
- Tra Febbraio e Marzo sono stati firmati accordi con Mozambico e Benin per lo sviluppo di progetti di economia circolare e di agricoltura non in competizione con la catena alimentare per la produzione di bio-feedstock da destinare alle bio-raffinerie di Eni. Gli accordi prevedono anche iniziative di protezione delle foreste e di decarbonizzazione del mix energetico locale.
- A febbraio il progetto HyNet North-West, sviluppato da un consorzio guidato da Eni UK per la costruzione di un hub per la cattura e lo stoccaggio di CO₂ (CCS), ha ricevuto 19 manifestazioni di interesse da parte di aziende industriali che stanno pianificando la riduzione delle proprie emissioni attraverso la cattura, trasporto e stoccaggio nei giacimenti di idrocarburi esauriti di Eni UK.

R&M e Chimica

- Ad aprile, firmato un accordo con la cinese Shandong Eco Chemical Co. Ltd. per la concessione in licenza della tecnologia proprietaria di Versalis per la produzione di polimeri stirenici in massa continua a basse emissioni.
- Nel mese di marzo annunciata la creazione di una società di Sustainable Mobility finalizzata ad accrescere il valore attraverso l'integrazione delle bioraffinerie, la solida base clienti e la rete di punti vendita multi-energy e multi servizio.
- A marzo, rafforzata la partnership tra Versalis e Novamont per lo sviluppo del business della chimica verde condotto attraverso la joint venture Matrica stabilendo un nuovo patto parasociale, in base al quale Versalis incrementerà la propria partecipazione in Novamont dal 25% al 35%.
- A febbraio, avviata la produzione di bioetanolo da biomassa forestale presso l'hub di Crescentino, gestito da Versalis. L'impianto è in grado di lavorare biomassa per 200 mila tonnellate/anno, con una capacità produttiva massima di bioetanolo di circa 25 mila tonnellate/anno.
- A gennaio Matrica ha siglato un accordo con Lanxess, leader nelle specialties chimiche, relativo alla fornitura di materie prime rinnovabili ottenute da oli vegetali presso lo stabilimento Matrica di Porto Torres che saranno utilizzate da Lanxess per la produzione di additivi industriali biocidi per i mercati finali di consumo.
- Nel primo trimestre sono stati stipulati accordi con le società italiane "SEA" e "Aeroporti di Roma" che gestiscono i principali aeroporti nazionali per accelerare la decarbonizzazione nell'aviazione e nelle operazioni a terra attraverso l'utilizzo dei carburanti sostenibili di Eni (SAF e HVO).

Plenitude e Power

- GreenIT, la joint venture tra Plenitude e l'italiana CDP Equity, impegnata nello sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ha firmato ad aprile un accordo con il fondo Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) per la costruzione e la gestione di due parchi eolici offshore galleggianti in Sicilia e Sardegna, con una capacità totale prevista di circa 750 MW.
- A marzo, GreenIT ha siglato un accordo per l'acquisizione dell'intero portafoglio del Gruppo Fortore Energia, costituito da quattro parchi eolici onshore operanti in Italia con una capacità complessiva di 110 MW.
- A gennaio, acquisita la società greca Solar Konzept Greece "SKGR", proprietaria di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Grecia con una pipeline di progetti di circa 800 MW.
- A febbraio, acquisito un portafoglio di capacità rinnovabile in Texas (USA) da BayWa r.e. con una capacità installata di circa 266 MW e un progetto di stoccaggio in fase di sviluppo avanzato di circa 200 MW/400 MWh.
- A marzo, inaugurato il parco eolico Badamsha 2 situato nella regione di Aktobe, in Kazakhstan, il secondo impianto eolico nella regione che consente di raddoppiare la capacità installata del progetto Badamsha 1 (48 MW, per un totale complessivo di 96 MW installati nel Paese).
- A marzo, firmato un accordo preliminare per la cessione di una quota di minoranza del 49% del capitale

sociale di EniPower a Sixth Street, una delle principali società di investimento. Eni manterrà il controllo di EniPower in termini di operatività e di consolidamento finanziario della società.

Decarbonizzazione & Sostenibilità

- A febbraio è stato siglato un accordo con Edison e Ansaldo Energia per valutare la fattibilità economica della produzione di idrogeno verde derivato dall'elettrolisi dell'acqua, ovvero idrogeno blu con l'utilizzo di gas naturale e di un sistema associato per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ emessa nel processo, con l'obiettivo di sostituire una porzione di gas naturale come combustibile nel nuovo impianto Edison di Porto Marghera.
- A marzo, avviata la collaborazione con Air Liquide per valutare la migliore implementazione di soluzioni di cattura e sequestro del carbonio (CCS) per contribuire alla decarbonizzazione dei settori industriali difficili da abbattere nella regione mediterranea dell'Europa.
- A marzo, completata con successo l'IPO di New Energy One Acquisition Corporation Plc ("NEOA") sul mercato principale della Borsa di Londra, raccogliendo £175 milioni di fondi azionari, a cui Eni contribuirà con £17,5 milioni. NEOA è stata costituita con lo scopo di creare una business combination con l'obiettivo di partecipare o beneficiare della transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio.
- A marzo, è stata assegnata la commessa relativa a undici progetti idrici integrati a energia solare negli Stati di Borno e Yobe nel nord-est della Nigeria, che forniranno acqua dolce per il consumo domestico e la microirrigazione. Questi progetti sono stati realizzati nell'ambito dell'iniziativa 'Access to Water' sviluppata dalla FAO e da Eni, in collaborazione con la Nigerian National Petroleum Corporation.

Outlook 2022

Il Gruppo ha definito le seguenti previsioni operative e finanziarie per l'esercizio 2022 sulla base delle informazioni al momento disponibili, delle stime del management relative a possibili rischi e incertezze associate all'attuale situazione di guerra in Ucraina e assumendo nessuna significativa interruzione nei flussi di gas dalla Russia:

- Produzione di idrocarburi confermata la previsione di 1,7 milioni di boe/giorno allo scenario di 80 \$/barile nel 2022.
- Rivista al rialzo la guidance dell'utile operativo adjusted di GGP, atteso a circa €1,2 miliardi rispetto al precedente target di €0,9 miliardi considerando l'evoluzione attesa del mercato.
- Le principali sensitivity di prezzo prevedono una variazione di €140 milioni del free cash flow per ogni dollaro di variazione nel prezzo del Brent e circa €600 milioni per ogni variazione di 5 centesimi nel tasso di cambio USD/EUR rispetto alla nuova assunzione di 1,115 USD/EUR nel 2022 e considerando un prezzo del Brent di 90 \$/barile.
- EBITDA di Plenitude atteso superiore a €0,6 miliardi, in linea con la nostra guidance. Confermata la guidance di oltre 2 GW di capacità installata da fonti rinnovabili a fine 2022 (al 100%). E' anche confermata l'offerta pubblica di azioni della controllata Plenitude e la quotazione sul listino milanese attraverso una IPO entro il 2022, soggetta alle condizioni di mercato.
- Downstream: previsione di Ebit adjusted (pro-forma con ADNOC di R&M e Versalis) incrementata a positiva rispetto all'aspettativa iniziale di negativa.
- Cash flow adjusted prima del capitale d'esercizio al costo di rimpiazzo è atteso a €16 miliardi allo scenario di 90 \$/barile (rispetto alla previsione iniziale di più di €15 miliardi).
- Capex organici previsti a €8 miliardi, in linea con la nostra guidance originaria di €7,7 miliardi assumendo il cambio EUR vs USD delle nostre iniziali proiezioni di pianificazione.
- Cash neutrality attesa al prezzo Brent di circa 46 \$/barile.
- Leverage ante IFRS 16 atteso ben al di sotto dell'obiettivo di 0,2 a fine 2022.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

IV Trim. 2021			I Trim. 2022 2021 var %		
	Produzioni				
852	Petrolio	mgl di barili/g	780	814	(4)
133	Gas naturale	mIn di metri cubi/g	131	134	(2)
1.737	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.654	1.704	(3)
	Prezzi medi di realizzo				
75,72	Petrolio	\$/barile	93,86	57,23	64
351	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	378	161	135
64,97	Idrocarburi	\$/boe	75,47	40,80	85

- Nel primo trimestre 2022, la **produzione di idrocarburi** pari a 1,65 milioni di boe/giorno, in riduzione del 3% rispetto al primo trimestre 2021. La variazione rispetto al primo trimestre 2021 è dovuta alla robusta performance in Indonesia in un contesto di forte domanda globale per il gas e il GNL, nonché al progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ con il ripristino delle produzioni oggetto di cap (in particolare negli Emirati Arabi Uniti). Questi effetti sono stati più che compensati dalle riduzioni in Libia, Nigeria e Norvegia e dai declini produttivi. Questi effetti negativi hanno avuto un peso maggiore nel confronto con il quarto trimestre 2021.
- La **produzione di petrolio** è stata di 780 mila barili/giorno, -4% rispetto al trimestre 2021. La crescita produttiva registrata in Egitto e il progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ con il ripristino delle produzioni sono state più che compensate dalla riduzione in Libia, Nigeria e Norvegia e dal declino di giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 131 milioni di metri cubi/giorno nel trimestre, -2% rispetto al corrispondente periodo del 2021. Il declino dei giacimenti maturi e le riduzioni in Libia, Nigeria e Norvegia sono stati in parte compensati dal ramp-up delle produzioni di Merakes (Indonesia).

Risultati

IV Trim. 2021		I Trim. 2022 2021 var %		
	(€ milioni)			
4.066	Utile (perdita) operativo	4.344	1.396	..
(436)	Esclusione special items	37	(18)	
3.630	Utile (perdita) operativo adjusted	4.381	1.378	218
(47)	Proventi (oneri) finanziari netti	(103)	(96)	
253	Proventi (oneri) su partecipazioni	379	90	
161	di cui: - Vår Energi	235	62	
(1.578)	Imposte sul reddito	(1.737)	(642)	
2.258	Utile (perdita) netto adjusted	2.920	730	..
	I risultati includono:			
326	Costi di ricerca esplorativa:	68	41	66
50	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	46	39	
276	- radiazione di pozzi di insuccesso	22	2	
1.183	Investimenti tecnici	1.080	856	26

- Nel primo trimestre del 2022, il settore **Exploration & Production** ha evidenziato una forte crescita dell'**utile operativo adjusted**: +21% rispetto al quarto trimestre del 2021; +218% rispetto al primo trimestre 2021, al livello di €4.381 milioni. La robusta performance è stata trainata dal continuo rafforzamento dello scenario prezzo delle commodity energetiche sostenuto da buoni fondamentali, con il prezzo di riferimento del Brent in aumento del 27% (+67% rispetto al primo trimestre del 2021), mentre la situazione di offerta corta di gas spinge il prezzo spot a incrementi di proporzioni molto ampie

con +6% rispetto ai precedenti record del quarto trimestre 2021 e +426% nel confronto anno vs. anno. In tale contesto, i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati del 64% per i liquidi, mentre i prezzi del gas sono aumentati del 135% rispetto al primo trimestre 2021 (+24% e +7% rispetto al quarto trimestre 2021). L'incremento dei prezzi di realizzo è stato compensato dai minori volumi prodotti (-3% e -5% rispetto al primo trimestre e quarto trimestre 2021, rispettivamente).

- Il settore E&P ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €2.920 milioni, in aumento di circa €2,2 miliardi rispetto a €730 milioni del primo trimestre 2021, grazie alla cattura dello scenario prezzi. L'utile netto adjusted ha beneficiato dei maggiori risultati delle partecipate, principalmente per la significativa performance di Vår Energi (+€173 milioni) e della riduzione del tax rate (10 punti percentuali rispetto al primo trimestre 2021) dovuto al miglioramento dello scenario prezzi e a un più favorevole mix geografico dei profitti con riduzione dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi a maggiore 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

IV Trim.			I Trim.		
2021			2022	2021	var %
987	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl di metri cubi	1.043	198	426
975	TTF		1.018	196	420
12	Spread PSV vs. TTF		26	3	..
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi			
10,25	Italia		9,45	8,66	9
7,52	Resto d'Europa		7,93	7,59	4
0,73	di cui: Importatori in Italia		0,46	0,80	(43)
6,79	Mercati europei		7,47	6,79	10
1,11	Resto del Mondo		0,88	1,23	(28)
18,88	Totale vendite gas (*)		18,26	17,48	4
2,80	di cui: vendite di GNL		2,80	2,20	27

(*) Include vendite intercompany.

- Nel primo trimestre 2022 le vendite di gas naturale di 18,26 miliardi di metri cubi sono aumentate del 4% rispetto allo stesso periodo del 2021, a seguito dei maggiori volumi di gas commercializzati in Italia, in particolare nel segmento grossisti e delle maggiori vendite nei mercati europei, principalmente in Turchia. Anche le vendite internazionali di GNL risultano in incremento rispetto allo stesso periodo del 2021. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dai minori volumi venduti agli importatori in Italia.

Risultati

IV Trim.			I Trim.		
2021	(€ milioni)		2022	2021	var %
2.864	Utile (perdita) operativo		(977)	71	..
(2.328)	Esclusione special item		1.908	(101)	
536	Utile (perdita) operativo adjusted		931	(30)	..
(6)	Proventi (oneri) finanziari netti		(5)	(3)	
2	Proventi (oneri) su partecipazioni		1	(3)	
(365)	Imposte sul reddito		(271)	6	
167	Utile (perdita) netto adjusted		656	(30)	..
3	Investimenti tecnici		3		

- Nel primo trimestre 2022 il segmento **Global Gas & LNG Portfolio** ha riportato l'**utile operativo adjusted** di €931 milioni, in robusta crescita rispetto al primo trimestre 2021 (+€961 milioni; +€395 milioni rispetto al quarto trimestre 2021), trainato dall'aumento delle vendite, dal miglioramento del

business internazionale GNL, sostenuto dal forte scenario dei prezzi, e dalle ottimizzazioni dei margini che hanno fatto leva sulla flessibilità del portafoglio di approvvigionamento di gas naturale nella gestione del magazzino e le diverse indicizzazioni di prezzo di acquisto/vendita.

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

IV Trim. 2021			I Trim.		
			2022	2021	var %
(2,2)	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	(0,9)	(0,6)	..
4,13	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,50	3,85	(9)
2,83	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,57	2,55	1
6,96	Totale lavorazioni		6,07	6,40	(5)
76	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	70	71	
198	Lavorazioni bio	mgl ton	91	158	(42)
77	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	36	62	
Marketing					
1,90	Vendite rete Europa	mln ton	1,68	1,47	14
1,36	Vendite rete Italia		1,20	1,04	15
0,54	Vendite rete resto d'Europa		0,48	0,43	12
22,4	Quota mercato rete Italia	%	22,0	22,6	
2,20	Vendite extrarete Europa	mln ton	1,87	1,72	9
1,57	Vendite extrarete Italia		1,32	1,29	2
0,63	Vendite extrarete resto d'Europa		0,55	0,43	28
Chimica					
1,11	Vendite prodotti chimici	mln ton	1,13	1,18	(4)
67	Tasso utilizzo impianti	%	70	72	

- Nel primo trimestre 2022 il **marginale di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** ha registrato valori negativi: -0,9 \$/barile rispetto a -0,6 \$/barile del periodo di confronto. Tuttavia, è stata registrata una ripresa rispetto al quarto trimestre 2021, grazie all'inversione di tendenza registrata dalla seconda metà di marzo soprattutto per effetto della carenza di gasolio. I margini hanno continuato a essere penalizzati dai prezzi eccezionalmente elevati del gas naturale che hanno inciso sia sui margini di lavorazione sia sul costo delle utilities necessarie ai processi di raffinazione.
- Nel primo trimestre 2022, **le lavorazioni di greggio e di semilavorati in conto proprio** in Italia pari a 3,50 milioni di tonnellate sono diminuite del 9% rispetto al primo trimestre 2021 in risposta ad uno scenario di raffinazione depresso. Le lavorazioni nel resto del mondo sono in lieve aumento (+1%) grazie ai maggiori volumi lavorati in Germania.
- Nel primo trimestre 2022 **i volumi di lavorazioni bio** sono pari a 91 mila tonnellate, in calo del 42% rispetto allo stesso periodo del 2021, a causa del fermo impianto occorso a inizio anno presso la bioraffineria di Gela, in parte compensato da maggiori volumi processati a Venezia.
- Nel primo trimestre 2022 **le vendite rete in Italia** di 1,20 milioni di tonnellate sono aumentate del 15% rispetto al periodo di confronto, principalmente nel segmento delle stazioni di servizio di proprietà e convenzionate, grazie alla ripresa delle attività economiche e dell'aumento della mobilità. La quota di mercato nel primo trimestre 2022 è stata 22% (22,6% nel primo trimestre 2021).
- Nel primo trimestre 2022, **le vendite extrarete in Italia** di 1,32 milioni di tonnellate sono aumentate del 2% rispetto allo stesso periodo del 2021, grazie alla ripresa della domanda nel segmento jet fuel, in parte assorbita dalle minori vendite negli altri segmenti a causa della minore disponibilità di prodotto.
- Le **vendite di prodotti chimici** nel primo trimestre 2022 sono pari a 1,13 milioni di tonnellate, in calo del 4% rispetto allo stesso periodo del 2021, a causa della minore disponibilità delle materie prime (principalmente nafta), per le fermate dovute alla manutenzione programmata e per le ottimizzazioni degli impianti al fine di mitigare l'esposizione alla variabilità dei costi delle utility.

- I **margin di contribuzione di Versalis** sono complessivamente in calo rispetto al primo trimestre 2021. Il margine del cracker è diminuito in maniera significativa principalmente a causa dei maggiori costi della carica petrolifera e dei maggiori costi delle utility. Migliorati i margini del polietilene trainati dall'aumento dei prezzi dei polimeri, grazie alla ripresa della domanda e alle minori importazioni, e degli elastomeri, a seguito della maggiore domanda nel segmento pneumatici.

Risultati

IV Trim.		I Trim.		
2021	(€ milioni)	2022	2021	var %
(239)	Utile (perdita) operativo	662	309	..
(321)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(763)	(482)	
456	Esclusione special item	10	53	
(104)	Utile (perdita) operativo adjusted	(91)	(120)	24
(36)	- Refining & Marketing	24	(159)	..
(68)	- Chimica	(115)	39	..
(13)	Proventi (oneri) finanziari netti	(10)	(12)	
10	Proventi (oneri) su partecipazioni	52	(31)	
(31)	di cui: ADNOC R>	45	(35)	
3	Imposte sul reddito	(5)	32	
(104)	Utile (perdita) netto adjusted	(54)	(131)	..
233	Investimenti tecnici	92	127	(28)

- Nel primo trimestre 2022 il business **Refining & Marketing** ha invertito il trend dei risultati, conseguendo un **utile operativo adjusted** di €24 milioni, in miglioramento di €60 milioni rispetto alla perdita operativa adjusted registrata nel quarto trimestre 2021 (+€183 milioni rispetto al primo trimestre 2021) nonostante margini di raffinazione significativamente inferiori nel periodo gennaio-febbraio. Il miglioramento della performance è stato trainato dalle azioni di ottimizzazione degli impianti e dalle iniziative per ridurre i costi energetici dei processi industriali, sostituendo il gas naturale con alternative più economiche. Dalla seconda metà del mese di marzo i margini hanno registrato un significativo miglioramento trainato soprattutto dall'ampliamento del crack spread del gasolio per la ridotta disponibilità sul mercato. Il marketing ha registrato risultati in miglioramento grazie ai maggiori volumi di vendita legati alla ripresa economica e dell'aumento della mobilità.
- Il business **Chimica**, gestito da Versalis, ha riportato una perdita di €115 milioni, in peggioramento rispettivamente di €47 milioni e €154 milioni rispetto al quarto trimestre 2021 e al primo trimestre 2021, a causa del forte aumento dei costi delle materie prime petrolifere e dei maggiori costi per utilities industriali indicizzati al prezzo del gas naturale, in parte compensate da diverse iniziative di efficienza volte a sostituire il consumo di gas naturale con combustibili più economici, ad ottimizzare i volumi di produzione negli impianti di cracking più esposti allo scenario negativo e ad aumentare i prezzi e i volumi di vendita dei polimeri, facendo leva su dinamiche di mercato favorevoli.

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

Plenitude & Power

Produzioni e vendite

IV Trim.			I Trim.		
2021			2022	2021	var %
Plenitude					
2,62	Vendite retail e business gas	mld di metri cubi	3,42	3,52	(3)
4,72	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	5,10	3,65	40
10,04	Clienti retail/business (PDF)	mln pdf	10,07	9,69	4
479	Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	554	117	374
1.137	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	megawatt	1.397	335	317
48	di cui: - fotovoltaico	%	57	79	
51	- eolico		42	19	
1	- potenza installata di storage		1	2	
Power					
7,75	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	5,74	6,42	(11)
6,35	Produzione termoelettrica		6,08	5,12	19

- **Le vendite di gas retail e business** sono state di 3,42 bcm nel primo trimestre 2022, in calo del 3% rispetto allo stesso periodo del 2021 a causa delle minori vendite di gas in Italia, principalmente nel segmento residenziale e dei minori volumi commercializzati in Francia, in parte compensati dalla crescita delle vendite in Spagna, grazie al contributo dell'acquisizione di Aldro Energia.
- **Le vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 5,10 TWh nel primo trimestre 2022, sono in crescita del 40% ed hanno beneficiato della citata acquisizione di Aldro Energia e della crescita delle attività in Italia e all'estero.
- **La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 554 GWh nel primo trimestre 2022, quasi quintuplicata rispetto al primo trimestre 2021, principalmente grazie al contributo degli asset in operation acquisiti.
- Al 31 marzo 2022, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 1.397 MW. Rispetto al 31 dicembre 2021, la capacità è aumentata di 260 MW, principalmente a seguito dell'acquisizione dell'impianto fotovoltaico di Corazon negli Stati Uniti.
- **Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** sono state di 5,74 TWh in calo dell'11% rispetto al periodo di confronto a causa dei minori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

Risultati

IV Trim.		I Trim.			
2021	(€ milioni)	2022	2021	var %	
(532)	Utile (perdita) operativo	1.594	230	..	
634	Esclusione special item	(1.409)	(28)		
102	Utile (perdita) operativo adjusted	185	202	(8)	
86	- Plenitude	139	176	(21)	
16	- Power	46	26	77	
(1)	Proventi (oneri) finanziari netti	(3)			
(3)	Proventi (oneri) su partecipazioni	(2)	6		
(44)	Imposte sul reddito	(61)	(55)		
54	Utile (perdita) netto adjusted	119	153	(22)	
185	Investimenti tecnici	141	84	68	

- Nel primo trimestre 2022, **Plenitude** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €139 milioni, in diminuzione di €37 milioni rispetto allo stesso periodo del 2021, a causa degli effetti negativi del contesto di mercato e normativo, in parte compensati dall'aumento dei volumi di vendita di energia elettrica rinnovabile.
- Il business **Power** di produzione di energia da impianti a gas ha riportato un **utile operativo adjusted** di €46 milioni, triplicato e quasi raddoppiato rispettivamente rispetto al quarto trimestre del 2021 e al primo trimestre del 2021, a seguito dell'avvio del mercato dei servizi di capacità.

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

Risultati di Gruppo

IV Trim.		I Trim.		
2021	(€ milioni)	2022	2021	var %
26.766	Ricavi della gestione caratteristica	32.129	14.494	122
5.691	Utile (perdita) operativo	5.352	1.862	..
(376)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(713)	(464)	
(1.509)	Esclusione special item ^(a)	552	(77)	
3.806	Utile (perdita) operativo adjusted	5.191	1.321	293
	Dettaglio per settore di attività			
3.630	Exploration & Production	4.381	1.378	218
536	GGP	931	(30)	..
(104)	Refining & Marketing e Chimica	(91)	(120)	24
102	Plenitude & Power	185	202	(8)
(227)	Corporate e altre attività	(174)	(146)	(19)
(131)	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(41)	37	
3.515	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	3.583	856	..
(267)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(507)	(329)	
(1.548)	Esclusione special item ^(a)	194	(257)	
1.700	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	3.270	270	..

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

Risultati adjusted

- Nel primo trimestre 2022 il Gruppo Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €5.191 milioni, in crescita del 36% rispetto al quarto trimestre 2021 (+€1.385 milioni) e quadruplicato rispetto al primo trimestre 2021 (+€3.870 milioni) grazie al rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi, sostenuti dai migliori fondamentali e da un mercato corto del gas naturale. Questi fenomeni positivi hanno favorito la performance di E&P (+€3.003 milioni e +€751 milioni rispetto al primo trimestre e al quarto trimestre 2021, rispettivamente). Il risultato di Gruppo ha beneficiato della robusta performance del segmento GGP, con un EBIT di €931 milioni grazie alle maggiori vendite, al contributo del business internazionale del GNL dovuto allo scenario prezzi e alle continue ottimizzazioni dei margini, che hanno fatto leva sulle flessibilità del portafoglio di approvvigionamento del gas. Il segmento Plenitude & Power ha continuato a riportare solidi risultati (utile operativo adjusted di €185 milioni).
- L'**utile netto adjusted** è stato pari a €3.270 milioni nel primo trimestre 2022, in notevole crescita rispetto a €1.700 milioni del quarto trimestre 2021 e a €270 milioni del primo trimestre 2021, grazie al miglioramento dell'utile operativo, ai maggiori risultati delle JV e collegate (+€526 milioni e +€355 milioni rispetto al quarto trimestre e al primo trimestre 2021, rispettivamente), nonché al miglioramento del tax rate consolidato.
- Analisi **tax rate consolidato**: nel primo trimestre 2022 il tax rate consolidato è stato pari al 37,4% (75% nel primo trimestre 2021 e 50,7% nel quarto trimestre 2021). La riduzione è dovuta alla E&P per effetto del più favorevole mix geografico dei profitti grazie al rafforzamento dello scenario, con conseguente minore peso relativo delle giurisdizioni caratterizzate da aliquote fiscali più elevate, nonché riflette i minori casi di giurisdizioni con perdite gestionali non mitigate dallo stanziamento di crediti d'imposta, nonché il miglioramento del mix di contributi all'utile ante imposte consolidato.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

IV Trim.		I Trim.		
2021	(€ milioni)	2022	2021	var. ass.
3.520	Utile (perdita) netto	3.589	860	2.729
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
2.467	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.554	1.463	91
(10)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(334)	(82)	(252)
1.524	- dividendi, interessi e imposte	2.454	1.047	1.407
(592)	Variazione del capitale di esercizio	(2.605)	(1.191)	(1.414)
318	Dividendi incassati da partecipate	58	150	(92)
(1.231)	Imposte pagate	(1.393)	(663)	(730)
(161)	Interessi (pagati) incassati	(225)	(208)	(17)
5.835	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.098	1.376	1.722
(1.647)	Investimenti tecnici	(1.364)	(1.139)	(225)
(1.314)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(1.194)	(520)	(674)
149	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	574	169	405
436	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(161)	5	(166)
3.459	Free cash flow	953	(109)	1.062
(3.089)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	2.715	(551)	3.266
1.145	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.890	(96)	1.986
(264)	Rimborso di passività per beni in leasing	(290)	(219)	(71)
(319)	Flusso di cassa del capitale proprio	(32)		(32)
(51)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(39)	(10)	(29)
13	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	9	36	(27)
894	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	5.206	(949)	6.155
4.615	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	5.606	1.960	3.646

IV Trim.		I Trim.		
2021	(€ milioni)	2022	2021	var. ass.
3.459	Free cash flow	953	(109)	1.062
(264)	Rimborso di passività per beni in leasing	(290)	(219)	(71)
(282)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(79)	(170)	91
(221)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(149)	(163)	14
(319)	Flusso di cassa del capitale proprio	(32)		(32)
(51)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(39)	(10)	(29)
2.322	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	364	(671)	1.035
264	Rimborsi lease liability	290	219	71
(288)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(323)	(469)	146
(24)	Variazione passività per beni in leasing	(33)	(250)	217
2.298	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	331	(921)	1.252

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo trimestre 2022 è stato di €3,1 miliardi con un incremento di €1,7 miliardi rispetto allo stesso periodo 2021, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream e dal rilevante contributo del segmento GGP.

La manovra factoring ha riguardato la cessione di circa €2,7 miliardi di crediti commerciali con scadenza in successivi reporting period, con un incremento di circa €0,6 miliardi rispetto all'ammontare ceduto nel quarto trimestre 2021, migliorando il flusso di cassa di tale differenziale.

L'assorbimento di cassa del capitale circolante di circa €2,61 miliardi è dovuto alla variazione del valore del magazzino petrolio e prodotti in uno scenario di prezzi in crescita e a fattori di stagionalità che impattano il capitale circolante del business retail del gas anche in considerazione del più elevato importo delle fatture a causa dell'aumento dei prezzi.

I dividendi incassati dalle partecipate hanno riguardato principalmente Nigeria LNG.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €5.606 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude 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/proventi straordinari su crediti e per oneri, nonché il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting.

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

IV Trim.		I Trim.		
2021	(€ milioni)	2022	2021	var. ass.
5.835	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.098	1.376	1.722
592	Variazione del capitale di esercizio	2.605	1.191	1.414
(1.707)	Esclusione derivati su commodity	605	(158)	763
(376)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(713)	(464)	(249)
271	Accantonamenti straordinari su crediti e altri oneri	11	15	(4)
4.615	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	5.606	1.960	3.646

I **capex organici** di €1,6 miliardi, in aumento del 17% rispetto al periodo di confronto, includono il finanziamento della venture CFS (Commonwealth Fusion Systems) per lo sviluppo della fusione magnetica e sono interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a €0,9 miliardi 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 ulteriore capacità rinnovabile negli Stati Uniti, 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 dalla quotazione dell'11,2% del capitale di Vår Energi presso la borsa di Oslo con un incasso in quota Eni di circa €0,4 miliardi.

La riduzione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €0,4 miliardi è principalmente dovuta al free cash flow organico positivo prodotto dalla gestione di circa €1,8 miliardi, parzialmente compensato dall'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (esborso netto di €0,9 miliardi), dal pagamento delle rate di leasing di €0,3 miliardi e delle cedole relative ai bond ibridi, nonché dalle differenze cambio e altre variazioni minori dell'indebitamento finanziario netto (€0,23 miliardi).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Mar. 2022	31 Dic. 2021	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	57.428	56.299	1.129
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.867	4.821	46
Attività immateriali	4.863	4.799	64
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.186	1.053	133
Partecipazioni	8.475	7.181	1.294
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.984	1.902	82
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.723)	(1.804)	81
	77.080	74.251	2.829
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.952	6.072	880
Crediti commerciali	20.283	15.524	4.759
Debiti commerciali	(19.540)	(16.795)	(2.745)
Attività (passività) tributarie nette	(5.100)	(3.678)	(1.422)
Fondi per rischi e oneri	(13.937)	(13.593)	(344)
Altre attività (passività) d'esercizio	(3.584)	(2.258)	(1.326)
	(14.926)	(14.728)	(198)
Fondi per benefici ai dipendenti	(833)	(819)	(14)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	138	139	(1)
CAPITALE INVESTITO NETTO	61.459	58.843	2.616
Patrimonio netto degli azionisti Eni	47.366	44.437	2.929
Interessenze di terzi	100	82	18
Patrimonio netto	47.466	44.519	2.947
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	8.623	8.987	(364)
Passività per beni leasing	5.370	5.337	33
- di cui working interest Eni	3.696	3.653	43
- di cui working interest follower	1.674	1.684	(10)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	13.993	14.324	(331)
COPERTURE	61.459	58.843	2.616
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,18	0,20	(0,02)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,29	0,32	(0,03)
Gearing	0,23	0,24	(0,02)

Al 31 marzo 2022, il **capitale immobilizzato** (€77 miliardi) è aumentato di €2,8 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021 a seguito degli investimenti/acquisizioni e dell'effetto positivo delle differenze cambio in parte compensati dagli ammortamenti (al 31 marzo 2022, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,110 rispetto al cambio di 1,133 al 31 dicembre 2021, -2%).

Il **capitale di esercizio netto** (-€14,9 miliardi) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2021 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 (+€0,9 miliardi) e dell'incremento del saldo crediti/debiti commerciali (per un valore netto di +€2 miliardi) che risente dei fattori di stagionalità nella formazione del fatturato gas e dell'aumento dei prezzi, compensati dallo stanziamento delle imposte di periodo (+€1,4 miliardi) al netto dei pagamenti eseguiti e dall'incremento di altre passività d'esercizio (€1,3 miliardi) a seguito della variazione della valutazione a fair value dei derivati.

Il **patrimonio netto** (€47,5 miliardi) è aumentato di €2,9 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021 per effetto dell'utile netto del periodo (€3,6 miliardi), delle differenze positive di cambio (circa €0,9 miliardi) che riflettono l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro al 31 marzo 2022 rispetto al 31 dicembre 2021, in parte compensato dalla variazione negativa di €1,5 miliardi (al netto della fiscalità) della riserva cash flow hedge per effetto dell'andamento delle quotazioni del gas.

L'**indebitamento finanziario netto**¹ ante lease liability al 31 marzo 2022 è pari a €8,6 miliardi in riduzione di €0,4 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021. Il **leverage**² – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,18 al 31 marzo 2022, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2021 (0,20).

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €552 milioni con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €37 milioni relativi principalmente a svalutazioni su crediti (€24 milioni) e accantonamenti per incentivazione all'esodo (€17 milioni).
- **GGP:** oneri netti per €1.908 milioni 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 (€2.043 milioni) a seguito del forte incremento dei prezzi del gas. Altri proventi sono rappresentati 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 svasso 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 €145 milioni). Le rettifiche positive comprendono la riclassifica del saldo positivo di €35 milioni 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 €10 milioni relativi al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (circa €45 milioni) parzialmente compensati da proventi da derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€30 milioni).
- **Plenitude & Power:** proventi netti di €1.409 milioni rappresentati essenzialmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting, il cui ammontare è stato influenzato dalle quotazioni record raggiunte dal gas naturale.

Gli altri special item del primo trimestre sono relativi a: (i) la plusvalenze derivante dalla quotazione della partecipata Vår Energi attraverso una IPO presso la borsa di Oslo, collocando circa l'11,2% del capitale sociale della partecipata; (ii) la stima del contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico sull'incremento del saldo tra operazioni attive e passive realizzato nel semestre ottobre 2021-marzo 2022 rispetto al corrispondente periodo 2020-2021, nell'ambito del pacchetto di misure fiscali adottate dal Governo italiano nel marzo 2022 per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina. Tale importo è stato stimato sulla base delle migliori informazioni ad oggi disponibili, considerando che sono necessarie ulteriori azioni legislative e orientamenti per l'attuazione dello stesso decreto; (iii) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti della raffineria ADNOC.

¹ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 24.

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. 17 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al primo trimestre 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 primo trimestre 2022, al primo e al quarto trimestre 2021. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 2022 e 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 primo trimestre 2022 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2021 alla quale si rinvia.

* * *

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

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

* * *

Disclaimer

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

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria@societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni, Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 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 consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

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

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

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

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

Leverage

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

Gearing

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

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

I Trimestre 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	4.344	(977)	662	1.594	(180)	(91)	5.352
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(763)			50	(713)
Esclusione special item:							
oneri ambientali			14				14
svalutazioni (riprese di valore) nette	8	3	45		6		62
plusvalenze nette su cessione di asset	(2)						(2)
oneri per incentivazione all'esodo	17		10		9		36
derivati su commodity		2.043	(30)	(1.408)			605
differenze e derivati su cambi	(5)	35	(7)	(1)			22
altro	19	(173)	(22)		(9)		(185)
Special item dell'utile (perdita) operativo	37	1.908	10	(1.409)	6		552
Utile (perdita) operativo adjusted	4.381	931	(91)	185	(174)	(41)	5.191
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(103)	(5)	(10)	(3)	(218)		(339)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	379	1	52	(2)	(50)		380
Imposte sul reddito ^(a)	(1.737)	(271)	(5)	(61)	101	17	(1.956)
<i>Tax rate (%)</i>							37,4
Utile (perdita) netto adjusted	2.920	656	(54)	119	(341)	(24)	3.276
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							6
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.270
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							3.583
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(507)
Esclusione special item							194
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.270

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I 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	1.396	71	309	230	(163)	19	1.862
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(482)			18	(464)
Esclusione special item:							
oneri ambientali			24				24
svalutazioni (riprese di valore) nette	6		24		3		33
plusvalenze nette su cessione di asset	(76)		(6)	(1)			(83)
oneri per incentivazione all'esodo	7		10	1	13		31
derivati su commodity		(154)	22	(26)			(158)
differenze e derivati su cambi	6	83	(9)	(2)			78
altro	39	(30)	(12)		1		(2)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(18)	(101)	53	(28)	17		(77)
Utile (perdita) operativo adjusted	1.378	(30)	(120)	202	(146)	37	1.321
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(96)	(3)	(12)		(139)		(250)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	90	(3)	(31)	6	(37)		25
Imposte sul reddito ^(a)	(642)	6	32	(55)	(153)	(10)	(822)
<i>Tax rate (%)</i>							75,0
Utile (perdita) netto adjusted	730	(30)	(131)	153	(475)	27	274
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							4
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							270
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							856
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(329)
Esclusione special item							(257)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							270

(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)
<i>Tax rate (%)</i>							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

(*) I risultati del quarto trimestre 2021 differiscono da quelli riportati nel comunicato stampa di Eni sui risultati dell'esercizio e del quarto trimestre 2021 pubblicato il 18 Febbraio 2022 a seguito della successiva contabilizzazione della quota Eni dei risultati della partecipazione in Saipem e di altre minori rettifiche.

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

IV Trim.		I Trim.	
2021	(€ milioni)	2022	2021
168	Oneri ambientali	14	24
(511)	Svalutazioni (riprese di valore) nette	62	33
225	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		
(8)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(2)	(83)
41	Accantonamenti a fondo rischi		
118	Oneri per incentivazione all'esodo	36	31
(1.707)	Derivati su commodity	605	(158)
36	Differenze e derivati su cambi	22	78
129	Altro	(185)	(2)
(1.509)	Special item dell'utile (perdita) operativo	552	(77)
(27)	Oneri (proventi) finanziari	(16)	(77)
	<i>di cui:</i>		
(36)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(22)	(78)
399	Oneri (proventi) su partecipazioni	(475)	(47)
	<i>di cui:</i>		
399	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		(47)
	- plusvalenza cessione Vår Energi	(332)	
(411)	Imposte sul reddito	133	(56)
(1.548)	Totale special item dell'utile (perdita) netto	194	(257)

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

I Trimestre 2022

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

I Trimestre 2021

	Risultati reported	<i>Profit on stock</i>	<i>Special items</i>	<i>Riclassifica oneri finanziari</i>	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	1.862	(464)	(155)	78	1.321
Proventi/oneri finanziari	(173)		1	(78)	(250)
Proventi/oneri da partecipazioni	72		(47)		25
. <i>Vår Energi</i>	67		(5)		62
. <i>Adnoc R&T</i>	12	(47)			(35)
Imposte sul reddito	(901)	135	(56)		(822)
Utile netto	860	(329)	(257)		274
- Interessenze di terzi	4				4
Utile netto di competenza azionisti Eni	856				270

IV trimestre 2021

	Risultati reported	<i>Profit on stock</i>	<i>Special items</i>	<i>Riclassifica oneri finanziari</i>	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	5.691	(376)	(1.545)	36	3.806
Proventi/oneri finanziari	(174)		9	(36)	(201)
Proventi/oneri da partecipazioni	(545)		399		(146)
. <i>Vår Energi</i>	196		(35)		161
. <i>Adnoc R&T</i>	(385)	(36)	390		(31)
Imposte sul reddito	(1.452)	109	(411)		(1.754)
Utile netto	3.520	(267)	(1.548)		1.705
- Interessenze di terzi	5				5
Utile netto di competenza azionisti Eni	3.515				1.700

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

IV Trim.		I Trim.		
2021	(€ milioni)	2022	2021	var %
7.273	Exploration & Production	7.772	4.231	84
10.213	Global Gas & LNG Portfolio	13.410	2.915	..
12.426	Refining & Marketing e Chimica	13.052	7.887	65
4.051	Plenitude & Power	6.219	2.730	..
481	Corporate e altre attività	394	386	2
(7.678)	Elisioni di consolidamento	(8.718)	(3.655)	
26.766		32.129	14.494	..

Costi operativi

IV Trim.		I Trim.		
2021	(€ milioni)	2022	2021	var %
19.624	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	23.479	10.260	..
113	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	177	134	32
769	Costo lavoro	793	791	
118	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	36	31	
20.506		24.449	11.185	..

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

IV Trim.		I Trim.		
2021	(€ milioni)	2022	2021	var %
1.663	Exploration & Production	1.557	1.442	8
57	Global Gas & LNG Portfolio	55	35	57
128	Refining & Marketing e Chimica	121	138	(12)
85	Plenitude & Power	86	58	48
38	Corporate e altre attività	34	35	(3)
(9)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)	
1.962	Ammortamenti	1.845	1.700	9
(511)	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	62	33	88
1.451	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.907	1.733	10
288	Radiazioni	25	5	..
1.739		1.932	1.738	11

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)						
I Trimestre 2022	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	345	1	108	(2)	(52)	400
Dividendi	35		9			44
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	332					332
Altri proventi (oneri) netti	(7)		88		(2)	79
	705	1	205	(2)	(54)	855

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)	31 Mar. 2022	31 Dic. 2021	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	29.908	27.794	2.114
- Debiti finanziari a breve termine	6.777	4.080	2.697
- Debiti finanziari a lungo termine	23.131	23.714	(583)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(13.464)	(8.254)	(5.210)
Titoli held for trading	(6.287)	(6.301)	14
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.534)	(4.252)	2.718
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	8.623	8.987	(364)
Passività per beni in leasing	5.370	5.337	33
- di cui working interest Eni	3.696	3.653	43
- di cui working interest follower	1.674	1.684	(10)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	13.993	14.324	(331)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	47.466	44.519	2.947
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,18	0,20	(0,02)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,29	0,32	(0,03)

Leverage pro-forma

(€ milioni)	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	13.993	1.674	12.319
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	47.466		47.466
Leverage pro-forma	0,29		0,26

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 Mar. 2022	31 Dic. 2021
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	13.464	8.254
Attività finanziarie destinate al trading	6.287	6.301
Altre attività finanziarie	1.590	4.308
Crediti commerciali e altri crediti	23.994	18.850
Rimanenze	6.952	6.072
Attività per imposte sul reddito	182	195
Altre attività	22.698	13.634
	75.167	57.614
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	57.428	56.299
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.867	4.821
Attività immateriali	4.863	4.799
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.186	1.053
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.144	5.887
Altre partecipazioni	1.331	1.294
Altre attività finanziarie	1.968	1.885
Attività per imposte anticipate	3.779	2.713
Attività per imposte sul reddito	110	108
Altre attività	1.296	1.029
	83.972	79.888
Attività destinate alla vendita	263	263
TOTALE ATTIVITÀ	159.402	137.765
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	5.001	2.299
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.776	1.781
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.002	948
Debiti commerciali e altri debiti	24.011	21.720
Passività per imposte sul reddito	1.301	648
Altre passività	28.187	15.756
	61.278	43.152
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	23.131	23.714
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.368	4.389
Fondi per rischi e oneri	13.937	13.593
Fondi per benefici ai dipendenti	833	819
Passività per imposte differite	5.557	4.835
Passività per imposte sul reddito	381	374
Altre passività	2.326	2.246
	50.533	49.970
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	125	124
TOTALE PASSIVITÀ	111.936	93.246
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	28.546	22.750
Riserve per differenze cambio da conversione	7.401	6.530
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	4.789	6.289
Azioni proprie	(958)	(958)
Utile (perdita) netto	3.583	5.821
Totale patrimonio netto di Eni	47.366	44.437
Interessenze di terzi	100	82
TOTALE PATRIMONIO NETTO	47.466	44.519
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	159.402	137.765

CONTO ECONOMICO

IV Trim.		I Trim.	
2021	(€ milioni)	2022	2021
26.766	Ricavi della gestione caratteristica	32.129	14.494
312	Altri ricavi e proventi	365	305
27.078	Totale ricavi	32.494	14.799
(19.624)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(23.479)	(10.260)
(113)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(177)	(134)
(769)	Costo lavoro	(793)	(791)
858	Altri proventi (oneri) operativi	(761)	(14)
(1.962)	Ammortamenti	(1.845)	(1.700)
511	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(62)	(33)
(288)	Radiazioni	(25)	(5)
5.691	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	5.352	1.862
1.035	Proventi finanziari	1.251	1.239
(1.168)	Oneri finanziari	(1.517)	(1.149)
(10)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(42)	8
(31)	Strumenti finanziari derivati	(15)	(271)
(174)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(323)	(173)
(667)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	400	42
122	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	455	30
(545)	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	855	72
4.972	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	5.884	1.761
(1.452)	Imposte sul reddito	(2.295)	(901)
3.520	Utile (perdita) netto	3.589	860
	di competenza:		
3.515	- azionisti Eni	3.583	856
5	- interessenze di terzi	6	4
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)		
0,98	- semplice	1,00	0,24
0,97	- diluito	1,00	0,24
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)		
3.548,9	- semplice	3.539,8	3.572,5
3.556,5	- diluito	3.547,4	3.579,0

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	I Trim.	
	2022	2021
Utile (perdita) netto del periodo	3.589	860
Componenti non riclassificabili a conto economico	(8)	(7)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(6)	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(2)	(7)
Componenti riclassificabili a conto economico	(629)	1.636
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	871	1.531
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(2.094)	172
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(9)	(18)
Effetto fiscale	603	(49)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(637)	1.629
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	2.952	2.489
di competenza:		
- azionisti Eni	2.946	2.485
- interessenze di terzi	6	4

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021	37.493
Totale utile (perdita) complessivo	2.489
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(10)
Altre variazioni	(15)
Totale variazioni	2.464
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2021	39.957
di competenza:	
- azionisti Eni	39.875
- interessenze di terzi	82
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022	44.519
Totale utile (perdita) complessivo	2.952
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(1)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(30)
Altre variazioni	26
Totale variazioni	2.947
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2022	47.466
di competenza:	
- azionisti Eni	47.366
- interessenze di terzi	100

RENDICONTO FINANZIARIO

IV Trim.

I Trim.

2021	(€ milioni)	2022	2021
3.520	Utile (perdita) netto	3.589	860
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
1.962	Ammortamenti	1.845	1.700
(511)	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	62	33
288	Radiazioni	25	5
667	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(400)	(42)
(10)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(334)	(82)
(110)	Dividendi	(44)	(27)
(18)	Interessi attivi	(8)	(21)
200	Interessi passivi	211	194
1.452	Imposte sul reddito	2.295	901
(9)	Altre variazioni	6	(263)
(592)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(2.605)	(1.191)
(410)	- rimanenze	(981)	(604)
(4.933)	- crediti commerciali	(4.701)	(1.688)
5.073	- debiti commerciali	2.738	513
(151)	- fondi per rischi e oneri	(9)	(77)
(171)	- altre attività e passività	348	665
70	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	16	30
318	Dividendi incassati	58	150
8	Interessi incassati	6	12
(169)	Interessi pagati	(231)	(220)
(1.231)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.393)	(663)
5.835	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.098	1.376
(2.559)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.770)	(1.702)
(1.541)	- attività materiali	(1.301)	(1.093)
(106)	- attività immateriali	(63)	(46)
(1.145)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(167)	
(169)	- partecipazioni	(1.027)	(520)
(49)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(104)	(27)
451	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(108)	(16)
183	Flusso di cassa dei disinvestimenti	625	217
16	- attività materiali	3	88
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		81
133	- partecipazioni	571	
30	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	51	58
4	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(10)
(3.089)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	2.715	(551)
(5.465)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	570	(2.036)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

IV Trim.		I Trim.	
2021	(€ milioni)	2022	2021
2.205	Assunzione di debiti finanziari non correnti	128	221
(912)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(877)	(448)
(264)	Rimborso di passività per beni in leasing	(290)	(219)
(148)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	2.639	131
(8)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(30)	
(13)	Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(2)	
(298)	Acquisto di azioni proprie		
(51)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(39)	(10)
511	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	1.529	(325)
13	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	9	36
894	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	5.206	(949)
7.371	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	8.265	9.413
8.265	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	13.471	8.464

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

IV Trim.		I Trim.	
2021	(€ milioni)	2022	2021
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
123	Attività correnti	1	
1.564	Attività non correnti	338	
(222)	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(77)	
(158)	Passività correnti e non correnti	(80)	
1.307	Effetto netto degli investimenti	182	
(3)	Interessenze di terzi	(13)	
(99)	Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo		
1.205	Totale prezzo di acquisto	169	
<i>a dedurre:</i>			
(60)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(2)	
1.145	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	167	
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
(1)	Attività non correnti cedute		240
<i>a dedurre:</i>			
Partecipazioni e rami d'azienda acquistati			
(1)	Attività correnti		371
(16)	Attività non correnti		394
	Indebitamento finanziario netto		(128)
16	Passività correnti e non correnti		(436)
(1)	Totale acquisizioni		201
	Totale disinvestimenti netti		39
<i>a dedurre:</i>			
	Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		42
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		81

Investimenti tecnici

IV Trim.		I Trim.		
2021	(€ milioni)	2022	2021	var %
1.183	Exploration & Production ^(a)	1.080	856	26
4	di cui: - acquisto di riserve proved e unproved	76	13	..
85	- ricerca esplorativa	116	34	..
1.058	- sviluppo di idrocarburi	870	801	9
3	Global Gas & LNG Portfolio	3		..
233	Refining & Marketing e Chimica	92	127	(28)
184	- Refining & Marketing	68	95	(28)
49	- Chimica	24	32	(25)
185	Plenitude & Power	141	84	68
146	- Plenitude	116	66	76
39	- Power	25	18	39
72	Corporate e altre attività	59	74	(20)
	Elisioni di consolidamento	(2)	(2)	
1.676	Investimenti tecnici ^(a)	1.373	1.139	21

(a) Include operazioni di reverse factoring.

Nel primo trimestre 2022 gli investimenti di €1.373 milioni (€1.139 milioni nel primo trimestre 2021) evidenziano un aumento del 21% e hanno riguardato principalmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€870 milioni) in particolare in Egitto, Angola, Stati Uniti, Messico, Emirati Arabi Uniti, Kazakhstan, Italia e Congo;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€58 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay-in-business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€10 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- Plenitude (€116 milioni) relativa principalmente a iniziative di marketing, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo nel business delle rinnovabili.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2021			I Trim.	
			2022	2021
1.737	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(mgl di boe/giorno)	1.654	1.704
87	Italia		84	99
228	Resto d'Europa		213	238
264	Africa Settentrionale		238	272
348	Egitto		355	355
321	Africa Sub-Sahariana		283	310
165	Kazakhstan		163	153
190	Resto dell'Asia		181	148
119	America		124	112
15	Australia e Oceania		13	17
149	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	135	140

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim.			I Trim.	
2021			2022	2021
852	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	780	814
39	Italia		37	45
136	Resto d'Europa		127	142
121	Africa Settentrionale		112	130
81	Egitto		79	68
217	Africa Sub-Sahariana		176	192
118	Kazakhstan		112	101
85	Resto dell'Asia		78	78
55	America		59	58
	Australia e Oceania			

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2021			I Trim.	
			2022	2021
133	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	131	134
7	Italia		7	8
14	Resto d'Europa		13	15
21	Africa Settentrionale		19	21
40	Egitto		41	43
16	Africa Sub-Sahariana		16	18
7	Kazakhstan		8	8
16	Resto dell'Asia		15	11
10	America		10	8
2	Australia e Oceania		2	2

(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 (115 e 113 mila boe/giorno nel I Trimestre 2022 e 2021, rispettivamente e 121 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2021).