



Eni: risultati del secondo trimestre e del semestre 2024

- Rilevante crescita della produzione e continuo miglioramento del portafoglio E&P
- Solidi risultati e crescita delle attività relative alla transizione: Plenitude ed Enilive
- Piano di dismissioni procede più rapidamente rispetto alle aspettative, con la previsione di una incisiva riduzione del leverage
- Forte generazione di cassa e rigorosa disciplina finanziaria consentono la competitiva remunerazione degli azionisti, con l'accelerazione del programma di buyback

San Donato Milanese, 26 luglio 2024 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2024 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Nel II trimestre '24 abbiamo ottenuto risultati superiori alle attese, dimostrando i significativi progressi fatti da Eni in molteplici aspetti della sua strategia e del piano industriale illustrati agli investitori lo scorso marzo. Rispetto ai chiari obiettivi di sviluppo delle nostre linee di business che presentano vantaggi competitivi: la produzione di idrocarburi, la bioraffinazione e la capacità di generazione rinnovabile, abbiamo conseguito in ciascuno una rilevante crescita. Tali progressi ci hanno consentito di ottenere eccellenti risultati finanziari con €1,5 mld di profitti netti adjusted. In parallelo alla crescita industriale, stiamo compiendo progressi superiori alle aspettative nelle attività di gestione del portafoglio in termini sia di tempi di esecuzione sia di valore generato. Stiamo migliorando la qualità del portafoglio Upstream, con il recente annuncio della dismissione di attività petrolifere non strategiche in Alaska e il completamento in corso della vendita delle attività onshore in Nigeria, mentre abbiamo definito un accordo per l'aggregazione aziendale tra Ithaca Energy e in nostri asset in UK. Enilive ha annunciato un accordo di esclusiva con il fondo KKR per un ingresso di capitale privato che, in modo simile all'operazione finalizzata nel primo trimestre relativa a Plenitude, concorra a finanziare la crescita e confermi il valore che stiamo creando nei nostri business legati alla transizione. Nonostante il contributo del portafoglio sia stato relativamente contenuto nel secondo trimestre, il debito netto è diminuito e, con i disinvestimenti che stanno progredendo, prevediamo un leverage significativamente inferiore a 0,2 a fine anno, meglio delle nostre aspettative iniziali. Questo a sua volta ci consentirà di accelerare il piano di riacquisto di azioni proprie da €1,6 mld a conferma della nostra capacità di realizzare sia gli obiettivi di crescita del business, sia quelli di remunerazione degli azionisti."

Principali dati operativi e risultati economico-finanziari

I Trim. 2024			II Trim.			I Sem.		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
1.741	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.712	1.616	6	1.726	1.638	5
3,0	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	3,1	2,5	24	3,1	2,5	24
4.116	Utile operativo proforma adjusted ^(a)	€ milioni	4.107	4.234	(3)	8.223	10.101	(19)
3.027	società consolidate		3.185	3.381	(6)	6.212	8.022	(23)
1.089	società partecipate rilevanti ^(b)		922	853	8	2.011	2.079	(3)
	Utile operativo proforma adjusted (per settore) ^(a)							
3.320	E&P		3.532	2.800	26	6.852	6.631	3
325	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		334	1.143	(71)	659	2.563	(74)
420	Enilive e Plenitude		269	335	(20)	689	605	14
44	Refining, Chimica e Power		(102)	(9)	..	(58)	214	..
7	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		74	(35)		81	88	
3.126	Utile netto ante imposte adjusted ^(a)		3.418	3.673	(7)	6.544	8.654	(24)
1.582	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)}		1.519	1.935	(21)	3.101	4.842	(36)
1.211	Utile (perdita) netto ^(c)		661	294	125	1.872	2.682	(30)
3.896	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		3.907	4.232	(8)	7.803	9.523	(18)
1.904	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.571	4.443	3	6.475	7.425	(13)
1.990	Investimenti organici ^(d)		2.126	2.597	(18)	4.116	4.811	(14)
12.882	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		12.113	8.215		12.113	8.215	
55.109	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.219	55.528		55.219	55.528	
0,23	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	0,15		0,22	0,15	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure vedi pagine 18 e successive.

(b) Per le principali JV/collegate vedi "Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo" a pagina 24.

(c) Di competenza azionisti Eni.

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

Highlight strategici e finanziari

I rilevanti progressi nell'esecuzione della strategia si sostanziano nel conseguimento di traguardi chiave. Eni ha realizzato una crescita efficiente e una razionalizzazione del portafoglio, mantenendo la disciplina finanziaria.

- La produzione di petrolio e gas è cresciuta del 6% rispetto al 2023 per effetto del continuo incremento dei volumi dei nostri più rappresentativi progetti in Costa d'Avorio e Floating LNG in Congo e del maggior contributo della Libia, e grazie alla completa integrazione di Neptune.
- La nostra esplorazione leader nel settore continua a svolgere un ruolo chiave come evidenzia la recente scoperta nel bacino di Sureste al largo del Messico. Stimiamo un volume prossimo a 1 mld di boe di nuove risorse che sono state aggiunte nel primo semestre '24.
- L'accordo con Ithaca Energy creerà un'aggregazione aziendale innovativa, combinando due portafogli di attività molto complementari, costituendo un nuovo satellite, operatore leader nello UKCS, in grado di generare crescita e valore sfruttando sinergie tecniche e finanziarie.
- Inoltre, nell'ambito dell'obiettivo di miglioramento della qualità del portafoglio E&P e disinvestimento di attività marginali, abbiamo definito l'accordo di dismissione delle attività in Alaska e stiamo perfezionando la vendita delle attività della NAOC nell'onshore della Nigeria.
- Abbiamo recentemente firmato un accordo di esclusiva con KKR per valorizzare il 20-25% di Enilive, con la previsione di finalizzare l'operazione entro fine anno. La vendita prevede una valorizzazione della società compresa tra €11,5 mld e €12,5 mld e, in modo simile all'operazione finalizzata nel primo trimestre da Plenitude, concorrerà a finanziare la crescita e confermerà il valore che stiamo creando.
- Enilive e Plenitude sono due business che godono di vantaggi competitivi nella transizione e che sono in grado di generare elevata crescita e valore. Enilive ha più che raddoppiato le lavorazioni bio rispetto al 2023, mentre Plenitude ha incrementato la capacità installata di generazione rinnovabile del 24% rispetto allo scorso semestre.

Siamo concentrati a rendere Eni più forte e ad accrescerne il valore strategico, mantenendo il nostro impegno a perseguire una politica di remunerazione degli azionisti attrattiva e competitiva.

- Oltre a rafforzare l'Azienda e a incrementarne il valore, Eni è impegnata ad attuare una politica di distribuzione che sia attrattiva e competitiva. A maggio è stato avviato il programma 2024 di acquisto di azioni proprie dell'ammontare previsto di €1,6 mld da eseguirsi entro aprile 2025. Al 19 luglio sono state acquistate circa 21 mln di azioni con un esborso di €0,3 mld. Considerato l'avanzamento superiore alle nostre aspettative del piano di dismissioni, puntiamo ad accelerare il ritmo degli acquisti rispetto alle assunzioni iniziali.

Risultati eccellenti nonostante andamenti contrastanti di mercato con migliori prezzi di realizzo del greggio, prezzi del gas stabili, margini di raffinazione favorevoli anche se in riduzione su base sequenziale, e deboli margini nella chimica.

- Nel secondo trimestre '24 il Gruppo ha registrato eccellenti risultati con un utile operativo proforma adjusted di €4,1 mld e un utile netto adjusted di €1,5 mld.
- Nel secondo trimestre '24 flusso di cassa adjusted prima delle variazioni del capitale circolante di €3,9 mld, grazie alla robusta gestione industriale sostenuta dall'efficacia operativa, dalla crescita, dai nostri asset di valore e dalla disciplina finanziaria.
- E&P: utile operativo proforma adjusted di €3,5 mld nel secondo trimestre '24, in aumento rispetto al trimestre di confronto e su base sequenziale (+26% e +6% rispettivamente) sostenuto dalla crescita della produzione (+6%) a 1,71 mln di boe/g e dalle azioni di efficienza con effetti positivi sugli utili.
- GGP: utile operativo proforma adjusted di €0,33 mld nel secondo trimestre '24 grazie alle continue iniziative di ottimizzazione di portafoglio sia gas che GNL.
- Enilive: utile operativo proforma adjusted di €0,12 mld nel secondo trimestre '24, sostenuto dalle maggiori lavorazioni bio e dal contributo della commercializzazione, in parte compensati dai minori margini di vendita dei biocarburanti. Plenitude: utile operativo proforma adjusted di €0,15 mld +12% nel secondo trimestre '24, beneficiando della migliore performance del business retail e dell'entrata a regime di nuova capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi prodotti.
- Refining: utile operativo proforma adjusted di €0,1 mld nel secondo trimestre '24, in aumento rispetto al secondo trimestre 2023, grazie ai favorevoli margini di raffinazione e tassi di utilizzo degli impianti invariati. Il business della chimica di Versalis ha conseguito una perdita di €0,22 mld nel secondo trimestre '24 a causa di condizioni di mercato particolarmente sfavorevoli.
- Il secondo trimestre '24 include un onere netto, dopo l'effetto fiscale, di circa €0,5 mld relativo a svalutazioni di attività E&P dovute alla revisione delle priorità di spesa con diminuzione dell'impegno nelle future fasi di sviluppo di asset

marginali e focus sui progetti "core" in coerenza con la strategia, compensate dal provento relativo a un accordo con un operatore italiano sulla condivisione dei costi ambientali, classificato negli special item.

- Nel primo semestre 2024 il Gruppo ha generato un flusso di cassa da attività operativa adjusted di €7,8 mld, coprendo i fabbisogni per investimenti di €4,1 mld. Il flusso di cassa organico "FCF" di €3,7 mld ha consentito di coprire la remunerazione degli Azionisti di €2 mld e unitamente ai proventi da cessioni relativi principalmente a Plenitude e Saipem per circa €1 mld hanno ridotto l'indebitamento a €12,1 mld, dopo l'elevato livello che si era accumulato nel primo trimestre dell'anno per effetto dell'acquisizione di Neptune (€2,3 mld).
- Da evidenziare il leverage tornato su di un andamento discendente a 0,22 al 30 giugno 2024.

Outlook 2024

Confermata la previsione annuale e l'incremento della capacità installata per Enilive e Plenitude; riviste al rialzo le previsioni per E&P e GGP

- Facendo leva sulla positiva performance operativa, in E&P la produzione annua di idrocarburi è prevista verso il limite superiore dell'intervallo annunciato di 1,69 - 1,71 mln di boe/g assumendo una previsione di prezzo del Brent di 86 \$/bbl.
- GGP: la previsione di utile operativo proforma adjusted è rivista al rialzo a circa €1 mld.
- Enilive e Plenitude:
 - confermato l'EBITDA proforma adjusted di circa €1 mld per ciascun segmento, nonostante l'impatto negativo dello scenario.
 - capacità installata di energia rinnovabile confermata a 4 GW a fine 2024 (+30% rispetto all'anno precedente).

Miglioramento dei target finanziari e investimenti in linea con le previsioni

- Risultati consolidati allo scenario Eni confermato del primo trimestre: la previsione di EBIT proforma adjusted è rivista al rialzo a circa €15 mld; il flusso di cassa adjusted prima della variazione del circolante è atteso a oltre €14 mld.
- Investimenti organici: come da previsione originaria attesi a circa €9 mld. Includendo una revisione al rialzo del contributo del piano di disinvestimenti in corso, gli investimenti al netto degli incassi sono ottimizzati a un valore inferiore a €6 mld.

Remunerazione degli Azionisti: acconto sul dividendo incrementato del 6% e velocizzato il piano di buyback 2024

- Prossimo dividendo trimestrale: a seguito dell'approvazione da parte dell'ultima Assemblea degli Azionisti di un dividendo di €1 per azione per l'esercizio 2024, che rappresenta un aumento del 6% rispetto al 2023, la prima rata trimestrale del 2024 di €0,25 per azione sarà pagata il 25 settembre 2024 con data di stacco cedola il 23 settembre 2024, come deliberato ieri dal Consiglio di Amministrazione.
- A seguito dell'autorizzazione dell'ultima Assemblea degli Azionisti per un nuovo piano di acquisti di azioni proprie fino a €3,5 mld, il piano del management 2024 per un buy-back da €1,6 mld è confermato, ma si prevede un piano di riacquisto più rapido rispetto alle assunzioni iniziali.
- Inoltre, in linea con la nostra politica di distribuzione, considerato il minore livello atteso di debito netto alla luce dei progressi nel piano di dismissioni, nel terzo trimestre saremo in grado di valutare l'ulteriore incremento fino al limite massimo del 35% dell'intervallo di distribuzione del flusso di cassa operativo adjusted¹ di budget, che corrisponde a un potenziale incremento del valore del buyback di €500 mln.

Progressi del piano di dismissioni migliori delle attese, consentendo il programma di riduzione del debito

- Leverage dell'esercizio atteso ben al di sotto del 20%, rispetto all'iniziale previsione tra 20-25%. Su base proforma, tenendo conto delle operazioni identificate ma non ancora completate, il leverage dell'esercizio potrebbe raggiungere circa il 15%.
- Piano di dismissioni di Gruppo: sta procedendo più rapidamente delle aspettative e con eccellente visibilità sulla tempistica di realizzazione della maggior parte degli €8 mld di incassi netti previsti nel piano quadriennale.

Le prospettive e gli obiettivi sopra descritti sono dichiarazioni previsionali basate sulle informazioni ad oggi disponibili e sulle valutazioni del management e sono soggette ai potenziali rischi e incertezze dello scenario e ad altri fattori (v. disclaimer a pagina 17).

¹ Su base adjusted, prima della variazione del capitale circolante.

Segmenti di business: risultati operativi e finanziari

Exploration & Production

Produzione e prezzi

I Trim. 2024			II Trim. 2024			I Sem. 2024		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
83,24	Brent dated	\$/barile	84,94	78,39	8	84,09	79,83	5
1,086	Cambio medio EUR/USD		1,077	1,089	(1)	1,081	1,081	
1.741	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.712	1.616	6	1.726	1.638	5
797	Petrolio	mgl di barili/g	777	757	3	787	769	2
140	Gas naturale	mln di metri cubi/g	138	127	9	139	129	8
54,16	Prezzi medi di realizzo (a)	\$/boe	57,03	53,15	7	55,64	55,08	1
74,53	Petrolio	\$/barile	77,25	69,72	11	75,97	71,25	7
249	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	257	249	3	253	267	(5)

(a) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel secondo trimestre 2024 la produzione di idrocarburi è stata in media di 1,71 mln di boe/giorno in aumento del 6% rispetto al secondo trimestre '23 (1,73 mln di boe/giorno nel primo semestre, +5% rispetto al semestre 2023). La produzione è stata sostenuta dall'acquisizione di Neptune (circa 120 mila boe/giorno), dalla progressiva regimazione dei progetti Baleine in Costa d'Avorio e Coral in Mozambico, nonché dal maggior contributo dalla Libia. Questi aumenti sono stati mitigati dalla minore produzione dovuta al declino dei campi maturi.
- La produzione di petrolio è stata di 777 mila barili/giorno nel secondo trimestre 2024, in aumento del 3% rispetto al secondo trimestre 2023 (787 mila barili/giorno su base semestrale, +2% rispetto al semestre precedente) principalmente per effetto dell'acquisizione di Neptune e della crescita in Costa d'Avorio e Libia, in parte compensate dal declino dei campi maturi.
- La produzione di gas naturale è stata di 138 mln di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2024, in aumento del 9% rispetto al secondo trimestre 2023 (139 mln di metri cubi/giorno nel semestre, +8%) principalmente per effetto dell'acquisizione di Neptune, della crescita del progetto Coral Floating LNG e del maggior contributo della Libia, in parte compensate dal declino dei campi maturi.
- I prezzi di realizzo dei liquidi registrano un andamento sostanzialmente in linea con il benchmark. I prezzi di realizzo del gas naturale riflettono la composizione del portafoglio di produzione, con circa il 35% indicizzato ai prezzi del Brent, rispetto al 15% indicizzato ai prezzi degli hub europei. La restante quota di volumi di gas prodotti dalla E&P è venduta a prezzi fissi.

Risultati

I Trim. 2024		II Trim. 2024			I Sem. 2024		
	(€ milioni)	2024	2023	var %	2024	2023	var %
3.320	Utile operativo proforma adjusted	3.532	2.800	26	6.852	6.631	3
992	di cui: società partecipate rilevanti	893	723	24	1.885	1.748	8
2.219	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	1.345	1.824	(26)	3.564	4.544	(22)
109	Esclusione special items	1.294	253		1.403	339	
2.328	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	2.639	2.077	27	4.967	4.883	2
2.480	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.884	2.342	23	5.364	5.418	(1)
54,4	tax rate (%)	55,7	56,3		55,1	52,7	
1.130	Utile (perdita) netto adjusted	1.278	1.024	25	2.408	2.564	(6)
71	Costi di ricerca esplorativa:	115	155	(26)	186	228	(18)
41	costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	40	62		81	119	
30	radiazione di pozzi di insuccesso	75	93		105	109	
1.565	Investimenti tecnici	1.320	2.115	(38)	2.885	3.899	(26)

- Nel secondo trimestre '24 il settore Exploration & Production ha registrato l'utile operativo proforma adjusted di €3.532 mln, in aumento del 26% rispetto al secondo trimestre '23, beneficiando della crescita produttiva, delle azioni di

efficienza e dei maggiori prezzi di realizzo che riflettono la ripresa del prezzo del petrolio in dollari (marker Brent +8% nel trimestre). Nel semestre '24, l'utile operativo proforma adjusted di €6.852 mln, in aumento del 3% rispetto al semestre '23, beneficia degli stessi fenomeni evidenziati nel commento ai risultati del trimestre.

- Nel secondo trimestre '24, il settore ha registrato un utile netto adjusted di €1.278 mln, con un aumento di circa il 25% rispetto al secondo trimestre '23 principalmente per la migliore gestione industriale e il maggior contributo dalle JV e collegate. L'utile netto adjusted di €2.408 mln nel primo semestre 2024 evidenzia una riduzione del 6% rispetto al semestre '23.
- Nel secondo trimestre e nel semestre '24, il tax rate si attesta nell'intervallo 55%-56%, sostanzialmente invariato rispetto al 2023 o in leggero aumento (su base semestrale per effetto dell'incremento dell'ante imposte generato in Paesi a più elevata fiscalità). Il tax rate del 2024 del settore Exploration & Production riflette l'attuale mix geografico dei profitti con l'incidenza relativamente più elevata dei paesi a maggiore fiscalità, e impatto limitato dello spread dei prezzi del gas rispetto al Brent nell'attuale scenario, che potrebbe diluire il tax rate in caso di allargamento.

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

Sviluppi strategici

- Nel mese di maggio, Eni per la quinta volta è stata la società di esplorazione più apprezzata dalla ricerca annuale svolta da Wood Mackenzie's. La ricerca ha riconosciuto l'impegno e le scoperte finalizzate all'apertura di nuove frontiere nonché all'individuazione di grandi volumi di risorse.
- A giugno, in linea con la strategia di ottimizzazione delle attività upstream tramite un ribilanciamento del proprio portafoglio e la dismissione di asset non strategici, è stato definito un accordo vincolante con Hilcorp, una delle maggiori società private americane operanti in Alaska, per la vendita del 100% degli assets di Nikaitchuq e Oooguruk posseduti da Eni in Alaska. Il closing dell'operazione è soggetto all'autorizzazione delle autorità competenti.
- A luglio, annunciata una nuova scoperta con il pozzo esplorativo Yopaat-1 EXP, perforato nel Blocco 9 a circa 63 km dalla costa, nelle acque medio-profonde della Conca Salina nel Bacino di Sureste, in Messico. Le stime preliminari indicano un potenziale scoperto di circa 300-400 milioni di barili equivalenti (Mboe) di olio e gas associato in posto. Questa scoperta apre rilevanti opportunità di sviluppo di un potenziale hub con 1,3 mld di boe di risorse in posto, incluse le scoperte nei blocchi adiacenti 7/10.
- Eni e l'upstreamer indipendente Ithaca Energy hanno definito un accordo di aggregazione aziendale avente a oggetto i portafogli di asset dei due partner nella Piattaforma Continentale UK, caratterizzati da elevata complementarità, costituendo un operatore leader in grado di generare crescita e valore sfruttando le sinergie finanziarie e tecniche. La business combination proposta fa leva sulle nostre competenze acquisite nell'implementazione del distintivo modello satellitare di Eni per adattarsi alle esigenze dei mercati dell'energia in evoluzione.

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

I Trim.		II Trim.			I Sem.			
2024		2024	2023	var %	2024	2023	var %	
29	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€ /MWh	33	37	(11)	31	47	(34)
27	TTF		32	35	(10)	30	44	(34)
2	Spread PSV vs. TTF		2	2	(28)	2	3	(37)
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
7,69	Italia		4,95	5,73	(14)	12,64	12,83	(1)
6,79	Resto d'Europa		3,91	4,80	(19)	10,70	12,02	(11)
0,42	Importatori in Italia		0,37	0,62	(40)	0,79	1,24	(36)
6,37	Mercati europei		3,54	4,18	(15)	9,91	10,78	(8)
0,97	Resto del Mondo		0,52	0,62	(16)	1,49	1,14	31
15,45	Totale vendite gas (a)		9,38	11,15	(16)	24,83	25,99	(4)
2,70	vendite di GNL		2,2	2,5	(12)	4,9	5,2	(6)

(a) Include vendite intercompany.

- Nel secondo trimestre 2024, le vendite di gas naturale di 9,38 mld di metri cubi sono diminuite del 16% rispetto allo stesso periodo del 2023, a causa delle minori vendite in Italia (-14%) in particolare presso l'hub e il settore industriale, solo in parte compensate dai maggiori volumi commercializzati presso i grossisti. Nei mercati esteri i volumi di gas sono in diminuzione del 15% come risultato delle minori vendite in Turchia e Benelux, bilanciate dai maggiori volumi venduti in Germania. Nel primo semestre 2024, le vendite di gas naturale ammontano a 24,83 mld di metri cubi, in riduzione del 4% rispetto al primo semestre 2023, a causa dei minori volumi commercializzati nei mercati europei (-8% o 0,87 mld di metri cubi vs. primo semestre 2023) e in misura minore in Italia (la riduzione rispetto al periodo di confronto è stata pari all'1%, -0,19 mld di metri cubi).

Risultati

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2024	(€ milioni)	2024	2023	var %	2024	2023	var %
325	Utile operativo proforma adjusted	334	1.143	(71)	659	2.563	(74)
32	di cui: società partecipate rilevanti	(9)	56	..	23	104	(78)
(110)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	(572)	539	..	(682)	814	..
403	Esclusione special item	915	548		1.318	1.645	
293	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	343	1.087	(68)	636	2.459	(74)
299	Utile (perdita) ante imposte adjusted	360	1.104	..	659	2.488	(74)
31,8	tax rate (%)	48,6	26,8		41,0	27,4	
204	Utile (perdita) netto adjusted	185	808	(77)	389	1.807	(78)
1	Investimenti tecnici	4	6	(33)	5	6	(17)

- Nel secondo trimestre 2024 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €334 mln, includendo il margine operativo delle società all'equity, principalmente SeaCorridor. Rispetto all'analogo periodo di confronto 2023, il risultato è inferiore a causa degli effetti one-off legati agli esiti delle negoziazioni/arbitrati che hanno caratterizzato in modo particolare il secondo trimestre 2023. Nel primo semestre '24, l'utile operativo proforma adjusted di €659 mln, in riduzione del 74% rispetto al primo semestre '23, è stato impattato da uno scenario prezzi meno favorevole e dalla minore volatilità che ha ridotto le opportunità di trading e di ottimizzazione e dai minori benefici one-off legati agli esiti delle negoziazioni/arbitrati.
- Dal secondo trimestre 2024 l'utile operativo adjusted delle società controllate registra il beneficio di una diversa classificazione della componente fiscale della tariffa di trasporto del gas dall'Algeria riscossa e versata dalla JV SeaCorridor per conto del trasportatore; tali componenti fiscali, precedentemente classificate all'interno dei costi operativi sono stati riallocati, per l'intero ammontare maturato da inizio anno, tra le imposte sul reddito.

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

Enilive e Plenitude

Produzioni e vendite

I Trim.			II Trim.			I Sem.		
2024			2024	2023	var %	2024	2023	var %
Enilive								
347	Lavorazioni bio	mgl ton	328	140	134	676	276	145
94	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio ^(a)	%	88	60		90	59	
5,46	Totale vendite Enilive	mln ton	6,36	5,79	10	11,81	10,89	8
1,78	Vendite rete		1,90	1,89	0	3,68	3,64	1
1,26	di cui: Italia		1,34	1,32	2	2,60	2,58	1
3,17	Vendite extrarete ^(b)		3,79	3,22	18	6,96	6,00	16
2,47	di cui: Italia		2,87	2,55	13	5,34	4,73	13
0,51	Altre vendite		0,67	0,68	(1)	1,17	1,25	(6)
21,4	Quota mercato rete Italia	%	21,0	20,8		21,1	21,1	
Plenitude								
10,1	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	10,1	10,1		10,1	10,1	
2,56	Vendite retail e business gas a clienti finali	mld di metri cubi	0,73	0,88	(16)	3,29	3,79	(13)
4,64	Vendite retail e business energia elettrica a clienti fina	terawattora	4,14	4,19	(1)	8,78	8,81	(0)
3,0	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	3,1	2,5	24	3,1	2,5	24
1,1	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	1,2	1,0	23	2,3	2,0	18
19,6	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	20,4	16,6	23	20,4	16,6	23

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

(b) Coerentemente con la struttura organizzativa di business che gestisce l'attività, a partire dal 2024 nei volumi di vendita extrarete sono rappresentate anche le vendite tramite bunkeraggi, le vendite a società petrolifere e alla chimica. I periodi di confronto sono stati opportunamente riesposti.

Enilive

- Nel secondo trimestre '24 i **volumi di lavorazione bio** pari a 328 mila tonnellate sono più che raddoppiati rispetto all'analogo periodo del 2023 ed hanno beneficiato del contributo della bioraffineria di Chalmette e dei maggiori volumi lavorati presso le bioraffinerie di Gela e di Venezia, trainati dalla maggiore disponibilità degli impianti. Nel primo semestre '24 le lavorazioni bio sono in aumento di circa il 150% rispetto al semestre '23, per gli stessi driver del trimestre.
- Le **vendite rete** ammontano a 1,90 milioni di tonnellate nel secondo trimestre '24, sostanzialmente stabili rispetto al periodo di confronto: le maggiori vendite di benzine e HVO in Italia che riflettono l'incremento dei consumi, sono state compensate dal calo delle vendite di gasolio. Le vendite nel Resto d'Europa sono sostanzialmente invariate. Nel primo semestre '24, le vendite rete ammontano a 3,68 milioni di tonnellate, con un leggero incremento rispetto al semestre di confronto.
- Le **vendite extrarete** sono pari a 3,79 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2024, in aumento del 18% rispetto al 2023, a seguito delle maggiori vendite di jet fuel, principalmente in Italia. Positiva performance anche su base semestrale con 6,96 milioni di tonnellate, in aumento del 16% rispetto al semestre di confronto.

Plenitude

- Al 30 giugno 2024, i **clienti retail/business** ammontano a 10,1 mln (gas ed energia elettrica), in linea rispetto al 30 giugno 2023.
- Le **vendite retail e business di gas** pari a 0,73 mld di metri cubi nel secondo trimestre '24, sono in calo del 16% rispetto allo stesso periodo del 2023, principalmente a causa della riduzione della domanda di mercato. Nel primo semestre '24 le vendite in calo del 13% ammontano a 3,29 miliardi di metri cubi, per effetto degli stessi driver commentati nel trend del trimestre.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 4,14 TWh nel secondo trimestre 2024 sono sostanzialmente in linea rispetto allo stesso periodo del 2023. Nel semestre '24, le vendite di 8,78 TWh sono sostanzialmente invariate rispetto al periodo di confronto.
- Al 30 giugno 2024, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 3,1 GW, in aumento di circa 0,6 GW rispetto al 30 giugno 2023, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate negli Stati Uniti e allo sviluppo organico dei progetti in Italia, Spagna, Kazakistan e Regno Unito.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1,2 TWh nel secondo trimestre 2024, in aumento del 23% rispetto al secondo trimestre 2023 (2,3 TWh nel semestre '24, in aumento del 18% rispetto al semestre '23), principalmente grazie al positivo contributo degli asset in operation acquisiti e allo start-up dei progetti organici, in parte compensato dai fenomeni naturali avversi in Texas.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 30 giugno 2024 sono pari a 20,4 migliaia di unità, in aumento del 23% rispetto alle 16,6 migliaia di unità al 30 giugno 2023.

Risultati

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2024	(€ milioni)	2024	2023	var %	2024	2023	var %
596	EBITDA proforma adjusted	463	501	(8)	1.059	931	14
250	<i>Enilive</i>	200	265	(25)	450	462	(3)
346	<i>Plenitude</i>	263	236	11	609	469	30
420	Utile operativo proforma adjusted	269	335	(20)	689	605	14
178	<i>Enilive</i>	120	202	(41)	298	340	(12)
(3)	<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>	(11)			(14)		
242	<i>Plenitude</i>	149	133	12	391	265	48
591	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	539	150	..	1.130	(48)	..
(164)	Esclusione special item	(255)	185		(419)	653	
427	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	284	335	(15)	711	605	18
405	Utile (perdita) ante imposte adjusted	245	322	(24)	650	581	12
28,9	<i>tax rate (%)</i>	41,6	32,6		33,7	31,0	
288	Utile (perdita) netto adjusted	143	288	(50)	431	401	7
205	Investimenti tecnici	397	191	108	602	367	64

- Nel secondo trimestre '24, il business **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €120 mln, in calo del 41% rispetto allo stesso periodo del 2023, come conseguenza del deterioramento dei margini dei biocarburanti. Nella bioraffinazione, la produzione raddoppiata grazie alla capacità addizionale e all'incremento dei tassi di utilizzo, e la massimizzazione del pretrattamento dei feedstock complessi, hanno più che compensato la pressione sui margini dovuta alla dinamica dei prezzi spot dell'HVO nell'Unione Europea e al calo dei prezzi RIN in Nord America. I solidi risultati del marketing hanno beneficiato della crescita della domanda, in particolare nell'extrarete (jet fuel e gasolio) e della valorizzazione della domanda captive (nel primo semestre '24 Enilive ha riportato un utile operativo proforma adjusted di €298 mln che si confronta con €340 mln del primo semestre '23).

Il business ha conseguito un Ebitda proforma adjusted pari a €200 mln, in riduzione del 25% rispetto al secondo trimestre '23 (€265 mln) confermando la previsione annua di circa €1 mld. Enilive è ben posizionata per capitalizzare l'aumento atteso della domanda nella seconda metà del 2024, sostenuta da nuovi obblighi normativi nei Paesi Bassi e dal l'impatto del Regolamento Europeo anti-dumping recentemente emanato, nonché dalla più stringente policy in California (nel primo semestre '24 l'Ebitda proforma adjusted è stato di €450 mln, rispetto ai €462 mln del primo semestre '23).

- Nel secondo trimestre '24 **Plenitude** ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €149 mln, in aumento del 12% rispetto al secondo trimestre 2023, grazie ai maggiori margini retail, sostenuti dalla minore volatilità dello scenario delle commodity, e dal miglioramento della performance nei mercati retail internazionali, nonché l'entrata in esercizio di capacità rinnovabile e i relativi volumi (nel primo semestre '24 l'utile operativo proforma adjusted ammonta a €391 mln, in aumento del 48% rispetto al periodo di confronto pari a €265 mln).

Il business ha conseguito un Ebitda proforma adjusted pari a €263 mln, in aumento dell'11% rispetto a €236 mln del secondo trimestre '23. Nel primo semestre '24, €609 mln, in crescita del 30% rispetto al periodo di confronto (€469 mln).

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

L'indebitamento finanziario netto di Plenitude, consolidato nei risultati Eni, è pari a €1,9 mld (€2,4 mld al 31 dicembre '23).

Sviluppi strategici

- A giugno, Enilive Iberia ha finalizzato l'acquisizione del 100% delle azioni di Atenoil, società che opera nel settore delle stazioni di servizio. L'operazione, che ha ottenuto l'autorizzazione delle autorità competenti, riguarda 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia.
- A giugno, Plenitude ha firmato con MERKUR una partnership strategica per l'installazione e la gestione di innovative stazioni di ricarica per veicoli elettrici presso i centri commerciali MERKUR sul territorio sloveno. L'accordo prevede l'installazione, la costruzione e la gestione di 62 punti di ricarica fast e ultrafast tecnologicamente avanzati in tutto il Paese. Le prime stazioni di ricarica Plenitude saranno disponibili presso 24 centri MERKUR già alla fine del 2024 e l'intero progetto sarà completato entro l'inizio del 2026.
- A giugno, Plenitude ha inaugurato nella città di Cuenca (Spagna), l'impianto solare Villanueva II, con una capacità installata di 50 MW ed è collegato alla rete di trasmissione nazionale. L'impianto, composto da oltre 76.000 moduli fotovoltaici, produrrà oltre 100 GWh/anno di energia elettrica, equivalente al fabbisogno energetico di oltre 30.000 famiglie.

Refining, Chimica e Power

Produzioni e vendite

I Trim. 2024			II Trim.			I Sem.		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
	Refining							
8,7	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(a)	\$/barile	6,4	5,5	16	7,6	8,2	(7)
4,08	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,09	4,09	(24)	7,17	8,33	(14)
2,31	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,72	2,60	5	5,03	5,07	(1)
6,39	Totale lavorazioni in conto proprio		5,81	6,69	(13)	12,20	13,40	(9)
81	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	74	75		78	76	
	Chimica							
0,85	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,76	0,82	(7)	1,62	1,58	2
57	Tasso utilizzo impianti	%	44	55		51	54	
	Power							
5,05	Produzione termoelettrica	TWh	4,18	5,07	(18)	9,23	10,34	(11)

(a) Dal 1° gennaio 2024 il margine indicatore è calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo.

Refining

- Nel secondo trimestre 2024 il **margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** si è attestato in media a 6,4 \$/barile, rispetto a 5,5 \$/barile del secondo trimestre 2023, dovuto ai maggiori crack spread dei prodotti, principalmente diesel e nafta (7,6 \$/barile nel primo semestre 2024, in riduzione rispetto a 8,2 \$/barile nel primo semestre 2023, principalmente per effetto del trend registrato nel primo trimestre 2024).
- Nel secondo trimestre 2024 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 3,09 mln di tonnellate, sono in riduzione del 24% rispetto al secondo trimestre 2023 per effetto dei minori volumi lavorati presso la raffineria di Livorno a seguito del nuovo assetto industriale e presso le altre raffinerie per fermate programmate. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono in aumento del 5% rispetto al trimestre 2023, per maggiori volumi lavorati in Germania. Nel primo semestre 2024, le lavorazioni evidenziano un calo principalmente in Italia (-14%) per la sopracitata fermata della raffineria di Livorno.

Chimica

- Le **vendite di prodotti chimici** di 0,76 mln di tonnellate nel secondo trimestre 2024 sono in riduzione del 7% rispetto al periodo di confronto. Nel primo semestre '24 le vendite sono pari a 1,62 mln di tonnellate.
- Nel secondo trimestre 2024 il **margine del cracker** è in calo rispetto allo stesso periodo del 2023. Anche i margini sul polietilene e sugli stirenici hanno riportato una riduzione, a seguito dei ridotti prezzi delle commodity e delle dinamiche competitive.

Power

- La **produzione termoelettrica** è stata pari a 4,18 TWh nel secondo trimestre 2024, in riduzione del 18% rispetto al periodo di confronto, a causa dello scenario negativo (9,23 TWh nel primo semestre 24, in riduzione dell'11% a causa degli stessi driver del trimestre).

Risultati

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
44	Utile operativo proforma adjusted	(102)	(9)	..	(58)	214	..
184	Refining	98	29	..	282	307	(8)
72	di cui: società partecipate rilevanti	53	74	(28)	125	227	(45)
(168)	Chimica	(222)	(70)	..	(390)	(179)	..
28	Power	22	32	(31)	50	86	(42)
152	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	(152)	(458)	67	0	(838)	..
(262)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	32	211		(230)	549	
82	Esclusione special item	(35)	164		47	276	
(28)	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	(155)	(83)	(87)	(183)	(13)	..
21	Utile (perdita) ante imposte adjusted	(117)	(24)	..	(96)	200	..
33	Utile (perdita) netto adjusted	(77)	(23)	..	(44)	148	..
111	Investimenti tecnici	221	183	21	332	294	13

- Nel secondo trimestre 2024, il business **Refining** ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €98 mln, in significativo aumento rispetto al secondo trimestre 2023 a causa dei più elevati margini di raffinazione. Il risultato include il contributo di ADNOC R>. Nel primo semestre 2024, il business ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €282 mln, in leggero calo rispetto al periodo di confronto per effetto dei margini di raffinazione più deboli e delle minori lavorazioni.
- Nel secondo trimestre 2024, il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa proforma adjusted pari a €222 mln, in aumento rispetto alla perdita del secondo trimestre 2023. Tale risultato riflette il calo della domanda in tutti i segmenti di business dovuto al rallentamento macroeconomico e ai maggiori costi di produzione in Europa che hanno ridotto la competitività delle produzioni di Versalis rispetto ai competitors americani ed asiatici in un contesto di eccesso di offerta. Nel primo semestre 2024, la perdita proforma adjusted di €390 mln, quasi raddoppiata rispetto alla perdita di €179 mln nel primo semestre 2023) riflette condizioni di mercato eccezionalmente avverse.
- Nel secondo trimestre 2024, il business **Power** di produzione di energia elettrica da impianti a gas ha riportato l'utile operativo proforma adjusted di €22 mln, in riduzione del 31% rispetto al secondo trimestre 2023, a causa della riduzione dello scenario prezzi dell'energia e al calo della domanda da parte del Transmission Operator System (TSO) nell'ambito del mercato dei servizi ancillari. Nel primo semestre 2024, l'utile operativo proforma adjusted di €50 mln, evidenzia una riduzione di €36 mln rispetto al primo semestre 2023.

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

Sviluppi strategici

- A giugno, Versalis e Crocco (SpA SB), azienda d'avanguardia nel settore dell'imballaggio flessibile hanno avviato una collaborazione finalizzata alla produzione di film per imballaggio alimentare realizzato con materia prima in parte proveniente dal riciclo di plastiche post-consumo, con l'obiettivo di una produzione in serie destinata al mercato della grande distribuzione.
- A luglio, nell'ambito dei progetti di economia circolare, Versalis e Forever Plast hanno lanciato REFENCE™, un'innovativa gamma di polimeri da riciclo per imballaggi a contatto con gli alimenti. I nuovi prodotti, sviluppati grazie alla nuova tecnologia NEWER™, andranno ad arricchire il portafoglio Versalis Revive® da riciclo meccanico.

Risultati di Gruppo

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
22.936	Ricavi della gestione caratteristica	21.715	19.591	11	44.651	46.776	(5)
2.670	Utile (perdita) operativo	1.581	1.762	(10)	4.251	4.275	(1)
(56)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	50	252		(6)	609	
413	Esclusione special item ^(a)	1.554	1.367		1.967	3.138	
3.027	Utile (perdita) operativo adjusted	3.185	3.381	(6)	6.212	8.022	(23)
1.089	Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti	922	853	8	2.011	2.079	(3)
4.116	Utile operativo proforma adjusted	4.107	4.234	(3)	8.223	10.101	(19)
3.320	<i>E&P</i>	3.532	2.800	26	6.852	6.631	3
325	<i>Global Gas & LNG Portfolio (GGP)</i>	334	1.143	(71)	659	2.563	(74)
420	<i>Enilive e Plenitude</i>	269	335	(20)	689	605	14
44	<i>Refining, Chimica e Power</i>	(102)	(9)	..	(58)	214	..
7	<i>Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento</i>	74	(35)		81	88	
3.126	Utile (perdita) ante imposte adjusted	3.418	3.673	(7)	6.544	8.654	(24)
1.598	Utile (perdita) netto adjusted	1.539	1.955	(21)	3.137	4.881	(36)
1.237	Utile (perdita) netto	695	314	..	1.932	2.721	(29)
1.211	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	661	294	..	1.872	2.682	(30)
(41)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	37	181		(4)	436	
412	Esclusione special item ^(a)	821	1.460		1.233	1.724	
1.582	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.519	1.935	(21)	3.101	4.842	(36)

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

- Nel secondo trimestre 2024, il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €4.107 mln, sostanzialmente in linea nonostante lo sfavorevole confronto con il 2023 del settore GGP che allora registrò un significativo risultato dovuto alle condizioni di mercato particolarmente favorevoli e a proventi una tantum da rinegoziazioni contrattuali, nonché l'ulteriore fase di declino del ciclo della chimica in Europa. La normalizzazione del risultato di GGP (in calo di circa €800 mln) e la riduzione dei margini di Versalis (con le perdite in aumento di circa €150 mln) sono stati compensati dal miglioramento della performance di E&P (in aumento del 26% o di circa €700 mln) grazie all'incremento della produzione (+6%) e ai migliori prezzi di realizzo dell'olio, nonché dall'incremento dei risultati del business della raffinazione (+€70 mln). Nel primo semestre 2024, l'utile operativo proforma adjusted del Gruppo di €8.223 mln, in calo del 19% rispetto al primo semestre 2023, per effetto degli stessi trend evidenziati nel commento ai risultati del trimestre.
- Nel secondo trimestre 2024, l'**utile ante imposte adjusted** di €3.418 mln, in riduzione di €255 mln (-7%) rispetto al trimestre di confronto, riflette l'incremento degli oneri finanziari per effetto dei minori interessi maturati sui depositi di liquidità.
- Nel secondo trimestre 2024, l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.519 mln ha registrato un calo del 21% rispetto al secondo trimestre 2023. Rispetto alla più contenuta riduzione del 7% conseguita a livello di utile ante imposte, la riduzione dell'utile netto adjusted è stata condizionata dall'incremento del tax rate adjusted di gruppo che si è attestato al 55% (rispetto al 47% del trimestre di confronto) per effetto della maggiore incidenza sul risultato ante imposte consolidato dei paesi esteri in cui opera l'upstream caratterizzati da tax rate significativi, con corrispondente minore contribuzione fiscale degli altri settori operanti in giurisdizioni OCSE con tax rate più contenuti.
- Gli **special item** del secondo trimestre 2024 di €821 mln comprendono oneri non monetari relativi a svalutazioni di asset del settore E&P per €950 mln, al netto del relativo effetto fiscale, nell'ambito di un'analisi del portafoglio con revisione delle priorità di spesa diminuendo l'impegno nelle future fasi di sviluppo di asset marginali e maggiore focus sui progetti "core" in coerenza con la strategia, in parte mitigate dal provento relativo a un accordo di ripartizione su basi paritetiche degli oneri ambientali con un operatore italiano.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2024	2023	var. ass.	2024	2023	var. ass.
1.237	Utile (perdita) netto	695	314	381	1.932	2.721	(789)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.908	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	2.991	1.990	1.001	4.899	3.161	1.738
(19)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(165)	(10)	(155)	(184)	(418)	234
1.709	- dividendi, interessi e imposte	1.456	1.769	(313)	3.165	3.071	94
(1.865)	Variazioni del capitale di esercizio	827	1.587	(760)	(1.038)	1.294	(2.332)
558	Dividendi incassati da partecipate	546	780	(234)	1.104	1.340	(236)
(1.336)	Imposte pagate	(1.483)	(1.849)	366	(2.819)	(3.389)	570
(288)	Interessi (pagati) incassati	(296)	(138)	(158)	(584)	(355)	(229)
1.904	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.571	4.443	128	6.475	7.425	(950)
(1.931)	Investimenti tecnici	(2.021)	(2.557)	536	(3.952)	(4.676)	724
(1.761)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(547)	(1.165)	618	(2.308)	(1.810)	(498)
228	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	399	44	355	627	489	138
81	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(33)	511	(544)	48	299	(251)
(1.479)	Free cash flow	2.369	1.276	1.093	890	1.727	(837)
(131)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	11	(86)	97	(120)	666	(786)
1.116	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	328	1.567	(1.239)	1.444	1.428	16
(309)	Rimborso di passività per beni in leasing	(362)	(228)	(134)	(671)	(475)	(196)
(578)	Flusso di cassa del capitale proprio	(908)	(1.227)	319	(1.486)	(2.008)	522
(39)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(48)	(48)		(87)	(87)	
16	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	29	17	12	45	(15)	60
(1.404)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	1.419	1.271	148	15	1.236	(1.221)
3.896	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	3.907	4.232	(325)	7.803	9.523	(1.720)
I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2024	2023	var. ass.	2024	2023	var. ass.
(1.479)	Free cash flow	2.369	1.276	1.093	890	1.727	(837)
(309)	Rimborso di passività per beni in leasing	(362)	(228)	(134)	(671)	(475)	(196)
(787)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	309		309	(478)		(478)
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite					(147)	147
(130)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)	(591)	(192)	(399)	(721)	(199)	(522)
(578)	Flusso di cassa del capitale proprio	(908)	(1.227)	319	(1.486)	(2.008)	522
(39)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(48)	(48)		(87)	(87)	
(3.322)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	769	(419)	1.188	(2.553)	(1.189)	(1.364)
309	Rimborsi lease liability	362	228	134	671	475	196
(387)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(289)	(116)	(173)	(676)	(250)	(426)
(3.400)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	842	(307)	1.149	(2.558)	(964)	(1.594)

(a) Include debiti verso fornitori classificati come finanziari per effetto del differimento dei termini di pagamento in relazione al sostenimento di costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari (€784 milioni e €104 milioni nel secondo trimestre 2024 e 2023, rispettivamente, €1.056 milioni e €189 milioni nel primo semestre 2024 e nel primo semestre 2023, rispettivamente, e €272 milioni nel primo trimestre 2024).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre 2024 pari a €6.475 mln, include €1.104 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy, Vår Energi e ADNOC R>. L'assorbimento di cassa del capitale circolante è migliorato nel secondo trimestre grazie all'incasso di parte delle vendite gas registrate nel primo trimestre, riducendo il contributo negativo nel semestre a circa €1 mld dovuto principalmente al rallentamento nel ritmo degli incassi del settore E&P sia dei fatturati sia nel recupero degli investimenti dai partner.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €7.803 mln nel primo semestre 2024, al netto delle seguenti componenti: l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, o ripartiti proporzionalmente per competenza.

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

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2024	2023	var. ass.	2024	2023	var. ass.
1.904	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.571	4.443	128	6.475	7.425	(950)
1.865	Variazione del capitale di esercizio	(827)	(1.587)	760	1.038	(1.294)	2.332
210	Esclusione derivati su commodity	377	137	240	587	1.384	(797)
(56)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	50	252	(202)	(6)	609	(615)
3.923	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	4.171	3.245	926	8.094	8.124	(30)
(27)	(Proventi) oneri straordinari	(264)	987	(1.251)	(291)	1.399	(1.690)
3.896	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	3.907	4.232	(325)	7.803	9.523	(1.720)

I **capex organici** di €4,1 mld nel primo semestre 2024 registrano una riduzione del 14% rispetto al periodo di confronto 2023. Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante si ridetermina in €3,7 mld.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a circa €1,6 mld, riferite principalmente a Neptune Energy (€2,3 mld, incluso il debito netto acquisito), ad asset del business rinnovabili di Plenitude, all'acquisizione della rete di stazioni di servizio in Spagna, in parte compensate dalla vendita del 10% della quota di partecipazione di Eni in Saipem, dalla cessione a Perenco delle licenze di produzione in Congo, nonché dal contributo di capitale a Plenitude di €0,6 mld grazie alla finalizzazione dell'accordo con il fondo EIP, che ha acquisito una partecipazione di minoranza pari al 7,6%.

L'incremento dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €2,6 mld è dovuto al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €7,8 mld, agli investimenti di €4,1 mld, ai fabbisogni di circolante (circa €1,0 mld), al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €2 mld (€0,57 mld di acquisto azioni e €1,47 mld di pagamento dividendi relativi alla terza e quarta tranche del dividendo 2023), all'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (€1,6 mld), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€0,8 mld) e ad altre variazioni (€0,6 mld).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	1 gen. 2024	30 Giu. 2024	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	56.299	58.069	1.770
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.834	4.875	41
Attività immateriali	6.379	6.475	96
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.576	1.587	11
Partecipazioni	13.886	14.547	661
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	996	1.054	58
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.031)	(2.260)	(229)
	81.939	84.347	2.408
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.186	6.679	493
Crediti commerciali	13.184	11.747	(1.437)
Debiti commerciali	(14.231)	(12.663)	1.568
Attività (passività) tributarie nette	(2.112)	(3.562)	(1.450)
Fondi per rischi e oneri	(15.533)	(15.509)	24
Altre attività (passività) d'esercizio	(892)	192	1.084
	(13.398)	(13.116)	282
Fondi per benefici ai dipendenti	(748)	(754)	(6)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	747	2.196	1.449
CAPITALE INVESTITO NETTO	68.540	72.673	4.133
Patrimonio netto degli azionisti Eni	53.184	54.358	1.174
Interessenze di terzi	460	861	401
Patrimonio netto	53.644	55.219	1.575
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.560	12.113	2.553
Passività per beni leasing	5.336	5.341	5
- di cui working interest Eni	4.856	4.846	(10)
- di cui working interest follower	480	495	15
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	14.896	17.454	2.558
COPERTURE	68.540	72.673	4.133
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,32	
Gearing		0,24	

Al 30 giugno 2024 il **capitale immobilizzato** (€84,3 mld) è aumentato di €2,4 mld rispetto al 1° gennaio 2024 per effetto degli investimenti, dell'acquisizione del Gruppo Neptune Energy, dell'effetto positivo delle differenze cambio (al 30 giugno 2024, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,071 rispetto al cambio di 1,105 al 31 dicembre 2023, -3,1%) che hanno incrementato il book value delle attività denominate in dollari, al netto degli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo.

Il **patrimonio netto** (€55,2 mld) si incrementa di €1,6 mld rispetto al 1° gennaio 2024 per effetto dell'utile netto del periodo (€1,9 mld) e delle differenze positive di cambio (circa €1,7 mld) che riflettono l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro. Tali fenomeni sono stati in parte compensati dall'effetto dei dividendi distribuiti agli azionisti e dal riacquisto di azioni proprie (€2 mld).

L'**indebitamento finanziario netto**² ante lease liability al 30 giugno 2024 è pari a €12,1 mld, in aumento di circa €2,6 mld rispetto al 1° gennaio 2024.

Il **leverage**³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,22 al 30 giugno 2024.

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 27.

³ 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. 18 e seguenti del presente comunicato stampa.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** (al lordo del relativo effetto fiscale) sono rappresentati da oneri netti di €1.967 mln e €1.554 mln rispettivamente nel primo semestre e nel secondo trimestre 2024, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €1.403 mln nel primo semestre 2024 (oneri netti di €1.294 mln nel secondo trimestre 2024) relativi principalmente a proprietà in Alaska disponibili per la vendita il cui valore è stato allineato al fair value e ad un asset petrolifero in Congo a seguito della revisione del profilo delle riserve, nell'ambito di un'analisi del portafoglio con revisione delle priorità di spesa diminuendo l'impegno nelle future fasi di sviluppo di asset marginali e maggiore focus sui progetti "core" in coerenza con la strategia.
- **GGP:** oneri netti di €1.318 mln nel primo semestre 2024 (oneri netti di €915 mln nel secondo trimestre 2024) rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption (oneri di €1.028 mln e €643 mln nel primo semestre e nel secondo trimestre 2024, rispettivamente) e dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (oneri di €58 mln e €85 mln nel primo semestre e secondo trimestre 2024, rispettivamente).
- **Enilive e Plenitude:** proventi netti per €431 mln (proventi netti di €249 mln nel secondo trimestre 2024) relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting.
- **Refining, Chimica e Power:** oneri netti di €47 mln (proventi netti di €35 mln nel secondo trimestre 2024) relativi principalmente al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi, principalmente nei business Refining e Chimica (€168 mln e €123 mln nei due reporting period, rispettivamente) e altri oneri che sono stati compensati da un provento di €184 mln relativo ad un accordo per la ripartizione dei costi ambientali con un altro operatore, come dettagliato di seguito.
- **Corporate e altre attività:** provento netto di circa €370 mln nei due reporting period relativo principalmente all'accordo con un operatore italiano per la ripartizione su base paritaria dei costi ambientali sostenuti presso alcuni siti italiani, gestiti congiuntamente a fine anni Ottanta e inizi anni Novanta dai due partner e presso i quali successivamente sono state condotte attività di bonifica e stanziati dei fondi interamente da parte Eni.

Gli **altri special item** del secondo trimestre 2024 includono il provento di €0,2 mld relativo alla vendita della quota del 10% della partecipazione di Eni in Saipem.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al secondo trimestre e al primo semestre 2024 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al secondo trimestre e primo semestre 2024 e ai relativi comparative period (secondo trimestre e primo semestre 2023 e primo trimestre 2024). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2024 e al 31 dicembre 2023. 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 secondo trimestre 2024 e del primo semestre 2024 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2023 alla quale si rinvia. La relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2024 redatta ai sensi dell'art. 154-ter del TUF soggetta a limited review sarà pubblicata nella prima settimana d'agosto.

Dal 1° gennaio 2024, il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin – SERM) è stato calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale un assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo. I valori riesposti del SERM per i trimestri 2023 e la guidance per il 2024 sono riportati nella tabella seguente.

2023	I trimestre		II trimestre		III trimestre		IV trimestre		Previsione anno 2024*		
	(S/bbl)	Metodologia precedente	Metodologia aggiornata	Metodologia precedente	Metodologia aggiornata	Metodologia precedente	Metodologia aggiornata	Metodologia precedente	Metodologia aggiornata	Metodologia precedente	Metodologia aggiornata
Standard Eni Refining Margin (SERM)		11,2	11,0	6,6	5,5	14,7	11,7	8,1	4,3	8,1	6,6

(*) Fornita in occasione del Capital Market Update dello scorso marzo.

Criteri di redazione

Dal 1° gennaio 2024, la segment information Eni esaminata dalla Direzione presenta la seguente articolazione:

- Exploration&Production "E&P";
- Global Gas & Lng Portfolio "GGP";
- Enilive e Plenitude;
- Raffinazione, chimica gestita da Versalis e Power (produzione di energia elettrica da centrali turbogas);
- Corporate, società finanziarie, società di supporto al business, attività CCS e business agri.

L'aggregazione di Enilive (bioraffinazione e vendita retail di prodotti per la mobilità sostenibile) e Plenitude (vendita retail di commodity energetiche e servizi a valore aggiunto, produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e gestione rete di colonnine di ricarica per EV) in un unico reporting segment è motivata dal fatto che i due business "exhibit similar economic characteristics", hanno un'attività retail prevalente ("customer-facing segments") con ampie opportunità di cross-selling, dal comune disegno strategico di decarbonizzare le emissioni di CO₂ dei clienti e dall'appetibilità da parte di capitali dedicati.

L'attività Power considerata la minore significatività in proporzione alle principali grandezze economiche e patrimoniali di Gruppo è stata aggregata con i settori operativi con i quali presenta le maggiori comunanze industriali.

Di seguito è riportata la nuova segment information relativa all'utile operativo adjusted per i periodi comparativi 2023:

2023	I trimestre		II trimestre		III trimestre		IV trimestre		
	(€ milioni)	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto
Utile (perdita) operativo adjusted		4.641	4.641	3.381	3.381	3.014	3.014	2.769	2.769
di cui: E&P		2.806	2.806	2.077	2.077	2.620	2.620	2.431	2.431
GGP		1.372	1.372	1.087	1.087	111	111	677	677
Enilive, Refining e Chimica		154		87		401		(87)	
- Enilive		138		202		271		117	
- Refining		125		(45)		328		33	
- Chimica		(109)		(70)		(198)		(237)	
Plenitude & Power		186		165		219		111	
- Plenitude		132		133		180		70	
- Power		54		32		39		41	
Enilive e Plenitude			270		335		451		187
- Enilive			138		202		271		117
- Plenitude			132		133		180		70
Refining, Chimica e Power			70		(83)		169		(163)
- Refining			125		(45)		328		33
- Chimica			(109)		(70)		(198)		(237)
- Power			54		32		39		41
Corporate ed altre attività		(151)	(151)	(107)	(107)	(165)	(165)	(228)	(228)
Effetto eliminazione utili interni		274	274	72	72	(172)	(172)	(135)	(135)

Ai fini del reporting statutory IFRS, Enilive e Plenitude sono presentati come due distinti reportable segment.

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'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, Rome, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.
Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588
Tel.: +39 0659821 - Fax: +39 0659822141

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2024 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Alternative performance indicators (Non-GAAP measures)

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

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

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

Pertanto, restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrescimento 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.

Utile operativo proforma adjusted

In relazione al crescente contributo delle JV/associates ed anche in connessione con il modello satellitare Eni, è stata definita la misura di risultato "utile operativo proforma adjusted" che integra la quota Eni dei loro margini operativi.

Special item

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

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

Leverage

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

Gearing

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

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

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

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua

dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, delle attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico, nonché dei crediti finanziari 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)

II Trimestre 2024

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive e Plenitude	Refining, Chimica e Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.345	(572)	539	(152)	399	22	1.581
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(6)	32		24	50
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	5		(3)	(134)	(385)		(517)
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.297		7	123	8		1.435
plusvalenze nette su cessione di asset			1	2	(1)		2
accantonamenti a fondo rischi	9				4		13
oneri per incentivazione all'esodo	5		2	5	4		16
derivati su commodity		643	(257)	(9)			377
differenze e derivati su cambi	8	69	(1)	(5)	2		73
altro	(30)	203	2	(17)	(3)		155
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.294	915	(249)	(35)	(371)		1.554
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.639	343	284	(155)	28	46	3.185
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	893	(9)	(15)	53			922
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.532	334	269	(102)	28	46	4.107
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(59)	(2)	(16)	1	(28)		(104)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(90)	6	(9)	(26)			(119)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(499)	22	1	10			(466)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	304	19	(23)	37			337
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.884	360	245	(117)		46	3.418
Imposte sul reddito (i)	(1.606)	(175)	(102)	40	(26)	(10)	(1.879)
Tax rate (%)							55,0
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.278	185	143	(77)	(26)	36	1.539
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							20
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.519
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							661
Esclusione (utile) perdita di magazzino							37
Esclusione special item							821
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.519

(€ milioni)

II Trimestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive e Plenitude	Refining, Chimica e Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.824	539	150	(458)	(303)	10	1.762
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(21)	211		62	252
Esclusione special item:							
oneri ambientali	19		5	57	174		255
svalutazioni (riprese di valore) nette	208		5	112	5		330
plusvalenze nette su cessione di asset	(6)			(3)			(9)
accantonamenti a fondo rischi	(7)			15	8		16
oneri per incentivazione all'esodo	2	1	2	2	5		12
derivati su commodity		(35)	195	(23)			137
differenze e derivati su cambi	11	10	(1)	8	1		29
altro	26	572		(4)	3		597
Special item dell'utile (perdita) operativo	253	548	206	164	196		1.367
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.077	1.087	335	(83)	(107)	72	3.381
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	723	56		74			853
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	2.800	1.143	335	(9)	(107)	72	4.234
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(9)	(3)	(13)	(14)	(36)		(75)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(19)	6					(13)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(430)	(42)		(1)			(473)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	274	20		73			367
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.342	1.104	322	(24)	(143)	72	3.673
Imposte sul reddito (i)	(1.318)	(296)	(105)	1	20	(20)	(1.718)
Tax rate (%)							46,8
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.024	808	217	(23)	(123)	52	1.955
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							20
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.935
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							294
Esclusione (utile) perdita di magazzino							181
Esclusione special item							1.460
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.935

(€ milioni)

I semestre 2024

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive e Plenitude	Refining, Chimica e Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	3.564	(682)	1.130	0	259	(20)	4.251
Esclusione (utile) perdita di magazzino			12	(230)		212	(6)
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	2		4	(111)	(385)		(490)
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.315		7	168	13		1.503
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)		1	2	(1)		1
accantonamenti a fondo rischi	9				4		13
oneri per incentivazione all'esodo	9		2	7	17		35
derivati su commodity		1.028	(440)	(1)			587
differenze e derivati su cambi	(14)	107	(1)	10	2		104
altro	83	183	(4)	(28)	(20)		214
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.403	1.318	(431)	47	(370)		1.967
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	4.967	636	711	(183)	(111)	192	6.212
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	1.885	23	(22)	125			2.011
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	6.852	659	689	(58)	(111)	192	8.223
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(157)	(4)	(24)	(17)	(114)		(316)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(207)	10	(16)	(30)			(243)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.124)	(6)	1	9			(1.120)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	554	27	(37)	104			648
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	5.364	659	650	(96)	(225)	192	6.544
Imposte sul reddito (i)	(2.956)	(270)	(219)	52	39	(53)	(3.407)
Tax rate (%)							52,1
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	2.408	389	431	(44)	(186)	139	3.137
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							36
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.101
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.872
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(4)
Esclusione special item							1.233
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.101

(€ milioni)

I semestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	EniIive e Plenitude	Refining, Chimica e Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.544	814	(48)	(838)	(461)	264	4.275
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(22)	549		82	609
Esclusione special item:							
oneri ambientali	36		5	74	174		289
svalutazioni (riprese di valore) nette	209		7	164	9		389
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset	3			(3)			
accantonamenti a fondo rischi	(7)			15	8		16
oneri per incentivazione all'esodo	8	1	3	5	13		30
derivati su commodity		687	669	28			1.384
differenze e derivati su cambi	13	(8)	(1)	24	2		30
altro	77	965	(8)	(31)	(3)		1.000
Special item dell'utile (perdita) operativo	339	1.645	675	276	203		3.138
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	4.883	2.459	605	(13)	(258)	346	8.022
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	1.748	104		227			2.079
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	6.631	2.563	605	214	(258)	346	10.101
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(51)	(1)	(24)	(11)	(121)		(208)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(46)	7					(39)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.116)	(81)		(3)			(1.200)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	586	30		224			840
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	5.418	2.488	581	200	(379)	346	8.654
Imposte sul reddito (i)	(2.854)	(681)	(180)	(52)	90	(96)	(3.773)
Tax rate (%)							43,6
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	2.564	1.807	401	148	(289)	250	4.881
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							39
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.842
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.682
Esclusione (utile) perdita di magazzino							436
Esclusione special item							1.724
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.842

(€ milioni)

I trimestre 2024

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive e Plenitude	Refining, Chimica e Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.219	(110)	591	152	(140)	(42)	2.670
Esclusione (utile) perdita di magazzino			18	(262)		188	(56)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	(3)		7	23			27
svalutazioni (riprese di valore) nette	18			45	5		68
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)						(1)
accantonamenti a fondo rischi							
oneri per incentivazione all'esodo	4			2	13		19
derivati su commodity		385	(183)	8			210
differenze e derivati su cambi	(22)	38		15			31
altro	113	(20)	(6)	(11)	(17)		59
Special item dell'utile (perdita) operativo	109	403	(182)	82	1		413
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.328	293	427	(28)	(139)	146	3.027
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	992	32	(7)	72			1.089
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.320	325	420	44	(139)	146	4.116
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(98)	(2)	(8)	(18)	(86)		(212)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(117)	4	(7)	(4)			(124)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(625)	(28)		(1)			(654)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	250	8	(14)	67			311
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.480	299	405	21	(225)	146	3.126
Imposte sul reddito (i)	(1.350)	(95)	(117)	12	65	(43)	(1.528)
Tax rate (%)							48,9
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.130	204	288	33	(160)	103	1.598
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							16
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.582
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.211
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(41)
Esclusione special item							412
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.582

Analisi degli special item

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2024	2023	2024	2023
27	Oneri ambientali (recupero costi da terzi)	(517)	255	(490)	289
68	Svalutazioni (riprese di valore) nette	1.435	330	1.503	389
(1)	Plusvalenze nette su cessione di asset	2	(9)	1	
	Accantonamenti a fondo rischi	13	16	13	16
19	Oneri per incentivazione all'esodo	16	12	35	30
210	Derivati su commodity	377	137	587	1.384
31	Differenze e derivati su cambi	73	29	104	30
59	Altro	155	597	214	1.000
413	Special item dell'utile (perdita) operativo	1.554	1.367	1.967	3.138
(30)	Oneri (proventi) finanziari	(87)	(25)	(117)	(24)
	di cui:				
(31)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(73)	(29)	(104)	(30)
74	Oneri (proventi) su partecipazioni	(171)	22	(97)	(707)
	di cui:				
	- plusvalenza SeaCorridor				(824)
	- plusvalenza vendita quota 10% in Saipem	(166)		(166)	
(55)	Imposte sul reddito	(489)	96	(544)	(683)
402	Totale special item dell'utile (perdita) netto	807	1.460	1.209	1.724
	di competenza:				
412	- azionisti Eni	821	1.460	1.233	1.724
(10)	- interessenze di terzi	(14)		(24)	

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
2.328	Utile operativo adjusted E&P	2.639	2.077	27	4.967	4.883	2
992	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	893	723	24	1.885	1.748	8
3.320	Utile operativo proforma adjusted E&P	3.532	2.800	26	6.852	6.631	3
293	Utile operativo adjusted GGP	343	1.087	(68)	636	2.459	(74)
32	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	(9)	56	..	23	104	(78)
325	Utile operativo proforma adjusted GGP	334	1.143	(71)	659	2.563	(74)
427	Utile operativo adjusted Enilive e Plenitude	284	335	(15)	711	605	18
(7)	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	(15)			(22)		
420	Utile operativo proforma adjusted Enilive e Plenitude	269	335	(20)	689	605	14
(28)	Utile operativo adjusted Refining, Chimica e Power	(155)	(83)	(87)	(183)	(13)	..
72	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	53	74	(28)	125	227	(45)
44	Utile operativo proforma adjusted Refining, Chimica e Power	(102)	(9)	..	(58)	214	..
(139)	Utile operativo adjusted altri settori	28	(107)	..	(111)	(258)	57
146	Effetto eliminazione utili interni	46	72		192	346	
4.116	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo^(a)	4.107	4.234	(3)	8.223	10.101	(19)

(a) Le principali partecipazioni rilevanti sono Vår Energi, Azule Energy, Mozambique Rovuma Venture, Neptune Algeria, SeaCorridor, Adnoc R> e St. Bernard Renewables LLC.

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

II Trimestre					2024		I Sem.				
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted	
(€ milioni)											
1.581	50	1.481	73	3.185	Utile operativo	4.251	(6)	1.863	104	6.212	
(102)		(14)	(73)	(189)	Proventi/oneri finanziari	(318)		(13)	(104)	(435)	
593		(171)		422	Proventi/oneri da partecipazioni	864		(97)		767	
(1.377)	(13)	(489)		(1.879)	Imposte sul reddito	(2.865)	2	(544)		(3.407)	
695	37	807		1.539	Utile netto	1.932	(4)	1.209		3.137	
34		(14)		20	- Interessenze di terzi	60		(24)		36	
661	37	821		1.519	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.872		1.233		3.101	

II Trimestre					2023		I Sem.				
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted	
(€ milioni)											
1.762	252	1.338	29	3.381	Utile operativo	4.275	609	3.108	30	8.022	
(119)		4	(29)	(144)	Proventi/oneri finanziari	(243)		6	(30)	(267)	
414		22		436	Proventi/oneri da partecipazioni	1.606		(707)		899	
(1.743)	(71)	96		(1.718)	Imposte sul reddito	(2.917)	(173)	(683)		(3.773)	
314	181	1.460		1.955	Utile netto	2.721	436	1.724		4.881	
20				20	- Interessenze di terzi	39				39	
294	181	1.460		1.935	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.682	436	1.724		4.842	

2024					I Trim.				
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted				
(€ milioni)									
Utile operativo	2.670	(56)	382	31	3.027				
Proventi/oneri finanziari	(216)		1	(31)	(246)				
Proventi/oneri da partecipazioni	271		74		345				
Imposte sul reddito	(1.488)	15	(55)		(1.528)				
Utile netto	1.237	(41)	402		1.598				
- Interessenze di terzi	26		(10)		16				
Utile netto di competenza azionisti Eni	1.211	(41)	412		1.582				

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
5.608	Exploration & Production	6.299	5.564	13	11.907	11.565	3
4.400	Global Gas & LNG Portfolio	2.603	3.744	(30)	7.003	11.688	(40)
8.522	Enilive e Plenitude	7.434	7.208	3	15.956	16.302	(2)
12.598	Refining, Chimica e Power	14.057	12.421	13	26.655	24.760	8
478	Corporate e altre attività	509	495	3	987	936	5
(8.670)	Elisioni di consolidamento	(9.187)	(9.841)		(17.857)	(18.475)	
22.936		21.715	19.591	11	44.651	46.776	(5)

Costi operativi

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
17.361	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	17.087	15.131	13	34.448	37.107	(7)
51	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	25	(48)	..	76	60	27
839	Costo lavoro	822	746	10	1.661	1.540	8
19	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	16	12		35	30	
18.251		17.934	15.829	13	36.185	38.707	(7)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
1.616	Exploration & Production	1.569	1.544	2	3.185	3.096	3
60	Global Gas & LNG Portfolio	58	63	(8)	118	113	4
164	Enilive e Plenitude	176	165	7	340	320	6
66	- Enilive	72	63	14	138	122	13
98	- Plenitude	104	102	2	202	198	2
90	Refining, Chimica e Power	96	77	25	186	147	27
36	Corporate e altre attività	37	33	12	73	66	11
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(9)		(16)	(17)	
1.958	Ammortamenti	1.928	1.873	3	3.886	3.725	4
68	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.435	330	..	1.503	389	..
2.026	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	3.363	2.203	53	5.389	4.114	31
33	Radiazioni	70	103	(32)	103	135	(24)
2.059		3.433	2.306	49	5.492	4.249	29

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

I semestre 2024	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive e Plenitude	Refining, Chimica e Power	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	527	26	(36)	87	7	611
Dividendi	71	1	1	11	1	85
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni					185	185
Altri proventi (oneri) netti		(12)			(5)	(17)
	598	15	(35)	98	188	864

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)	1 gen. 2024	30 Giu. 2024	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.729	31.738	3.009
- Debiti finanziari a breve termine	7.013	8.354	1.341
- Debiti finanziari a lungo termine	21.716	23.384	1.668
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.193)	(10.180)	13
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.782)	(7.254)	(472)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.194)	(2.191)	3
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.560	12.113	2.553
Passività per beni in leasing	5.336	5.341	5
- di cui working interest Eni	4.856	4.846	(10)
- di cui working interest follower	480	495	15
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	14.896	17.454	2.558
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	53.644	55.219	1.575
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,32	

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Giu. 2024	31 Dic. 2023
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	10.180	10.193
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	7.254	6.782
Altre attività finanziarie	623	896
Crediti commerciali e altri crediti	15.959	16.551
Rimanenze	6.679	6.186
Attività per imposte sul reddito	527	460
Altre attività	4.668	5.637
	45.890	46.705
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	58.069	56.299
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.875	4.834
Attività immateriali	6.475	6.379
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.587	1.576
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13.225	12.630
Altre partecipazioni	1.322	1.256
Altre attività finanziarie	2.622	2.301
Attività per imposte anticipate	4.343	4.482
Attività per imposte sul reddito	142	142
Altre attività	3.984	3.393
	96.644	93.292
Attività destinate alla vendita	5.091	2.609
TOTALE ATTIVITÀ	147.625	142.606
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.733	4.092
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.621	2.921
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.132	1.128
Debiti commerciali e altri debiti	19.691	20.654
Passività per imposte sul reddito	1.242	1.685
Altre passività	5.489	5.579
	35.908	36.059
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	23.392	21.716
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.209	4.208
Fondi per rischi e oneri	15.509	15.533
Fondi per benefici ai dipendenti	754	748
Passività per imposte differite	5.300	4.702
Passività per imposte sul reddito	42	38
Altre passività	4.397	4.096
	53.603	51.041
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	2.895	1.862
TOTALE PASSIVITÀ	92.406	88.962
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	35.462	32.988
Riserve per differenze cambio da conversione	6.939	5.238
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	7.585	8.515
Azioni proprie	(1.505)	(2.333)
Utile (perdita) netto	1.872	4.771
Totale patrimonio netto di Eni	54.358	53.184
Interessenze di terzi	861	460
TOTALE PATRIMONIO NETTO	55.219	53.644
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	147.625	142.606

CONTO ECONOMICO

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2024	2023	2024	2023
22.936	Ricavi della gestione caratteristica	21.715	19.591	44.651	46.776
233	Altri ricavi e proventi	1.342	221	1.575	414
23.169	Totale ricavi	23.057	19.812	46.226	47.190
(17.361)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(17.087)	(15.131)	(34.448)	(37.107)
(51)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(25)	48	(76)	(60)
(839)	Costo lavoro	(822)	(746)	(1.661)	(1.540)
(189)	Altri proventi (oneri) operativi	(109)	85	(298)	41
(1.958)	Ammortamenti	(1.928)	(1.873)	(3.886)	(3.725)
(68)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(1.435)	(330)	(1.503)	(389)
(33)	Radiazioni	(70)	(103)	(103)	(135)
2.670	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	1.581	1.762	4.251	4.275
1.439	Proventi finanziari	1.391	1.189	2.830	3.196
(1.825)	Oneri finanziari	(1.610)	(1.371)	(3.435)	(3.552)
127	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	75	59	202	125
43	Strumenti finanziari derivati	42	4	85	(12)
(216)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(102)	(119)	(318)	(243)
261	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	350	333	611	691
10	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	243	81	253	915
271	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	593	414	864	1.606
2.725	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	2.072	2.057	4.797	5.638
(1.488)	Imposte sul reddito	(1.377)	(1.743)	(2.865)	(2.917)
1.237	Utile (perdita) netto	695	314	1.932	2.721
	di competenza:				
1.211	- azionisti Eni	661	294	1.872	2.682
26	- interessenze di terzi	34	20	60	39
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
0,37	- semplice	0,20	0,08	0,57	0,79
0,37	- diluito	0,19	0,08	0,56	0,78
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.201,3	- semplice	3.191,4	3.338,0	3.196,3	3.341,7
3.264,6	- diluito	3.254,4	3.344,3	3.259,3	3.348,0

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	II Trim.		I Sem.	
	2024	2023	2024	2023
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto del periodo	695	314	1.932	2.721
Componenti non riclassificabili a conto economico	2	15	(3)	15
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>	8		8	
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	1		1	
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	(6)	15	(11)	15
<i>Effetto fiscale</i>	(1)		(1)	
Componenti riclassificabili a conto economico	408	134	1.609	(431)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	596	17	1.701	(994)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(170)	135	(64)	706
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(65)	23	(46)	64
<i>Effetto fiscale</i>	47	(41)	18	(207)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	410	149	1.606	(416)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	1.105	463	3.538	2.305
di competenza:				
- azionisti Eni	1.071	443	3.476	2.266
- interessenze di terzi	34	20	62	39

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2023	55.230
Totale utile (perdita) complessivo	2.305
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.472)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(31)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Acquisto azioni proprie	(437)
Imposte su cedole bond ibrido	25
Altre variazioni	(5)
Totale variazioni	298
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2023	55.528
di competenza:	
- azionisti Eni	55.107
- interessenze di terzi	421
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2024	53.644
Totale utile (perdita) complessivo	3.538
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.502)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(50)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Opzione put su Plenitude	(387)
Acquisto di azioni proprie	(547)
Operazione Plenitude - cessione EIP	588
Imposte su cedole bond ibrido	25
Altre variazioni	(3)
Totale variazioni	1.575
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2024	55.219
di competenza:	
- azionisti Eni	54.358
- interessenze di terzi	861

RENDICONTO FINANZIARIO

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2024	2023	2024	2023
1.237	Utile (perdita) netto	695	314	1.932	2.721
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.958	Ammortamenti	1.928	1.873	3.886	3.725
68	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.435	330	1.503	389
33	Radiazioni	70	103	103	135
(261)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(350)	(333)	(611)	(691)
(19)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(165)	(10)	(184)	(418)
(9)	Dividendi	(76)	(83)	(85)	(92)
(119)	Interessi attivi	(119)	(132)	(238)	(236)
349	Interessi passivi	274	241	623	482
1.488	Imposte sul reddito	1.377	1.743	2.865	2.917
77	Altre variazioni	(28)	19	49	(420)
(1.865)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	827	1.587	(1.038)	1.294
16	- rimanenze	(466)	466	(450)	2.063
233	- crediti commerciali	1.872	2.431	2.105	6.043
(1.739)	- debiti commerciali	(203)	(2.143)	(1.942)	(8.444)
(117)	- fondi per rischi e oneri	(184)	8	(301)	(140)
(258)	- altre attività e passività	(192)	825	(450)	1.772
33	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(64)	(2)	(31)	23
558	Dividendi incassati	546	780	1.104	1.340
100	Interessi incassati	70	89	170	153
(388)	Interessi pagati	(366)	(227)	(754)	(508)
(1.336)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.483)	(1.849)	(2.819)	(3.389)
1.904	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.571	4.443	6.475	7.425
(3.636)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.790)	(3.263)	(6.426)	(6.278)
(1.820)	- attività materiali	(1.901)	(2.487)	(3.721)	(4.551)
	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(3)		(3)	
(111)	- attività immateriali	(120)	(70)	(231)	(125)
(1.469)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(373)	(104)	(1.842)	(628)
(292)	- partecipazioni	(174)	(1.061)	(466)	(1.182)
(29)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(20)	(77)	(49)	(148)
85	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(199)	536	(114)	356
253	Flusso di cassa dei disinvestimenti	588	96	841	580
210	- attività materiali	3	12	213	42
	- attività immateriali	2	32	2	32
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute				380
18	- partecipazioni	394		412	35
22	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(2)	18	20	24
3	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	191	34	194	67
(131)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	11	(86)	(120)	666
(3.514)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.191)	(3.253)	(5.705)	(5.032)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2024	2023	2024	2023
1.230	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	2.070	2.048	3.300	4.050
(1.335)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(1.253)	(357)	(2.588)	(509)
(309)	Rimborso di passività per beni in leasing	(362)	(228)	(671)	(475)
1.221	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(489)	(124)	732	(2.113)
(767)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(728)	(744)	(1.495)	(1.509)
(15)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(14)	(20)	(29)	(20)
588	Apporti netti di capitale da azionisti terzi	2		590	(16)
	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		(57)		(57)
(398)	Acquisto di azioni proprie	(168)	(406)	(566)	(406)
14	Altri apporti			14	
(39)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(48)	(48)	(87)	(87)
190	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(990)	64	(800)	(1.142)
16	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	29	17	45	(15)
(1.404)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	1.419	1.271	15	1.236
10.205	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	8.801	10.146	10.205	10.181
8.801	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	10.220	11.417	10.220	11.417

Investimenti tecnici

I Trim. 2024	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
1.565	Exploration & Production	1.320	2.115	(38)	2.885	3.899	(26)
178	di cui: - ricerca esplorativa	102	155	(34)	280	366	(23)
1.381	- sviluppo di idrocarburi	1.208	1.949	(38)	2.589	3.511	(26)
1	Global Gas & LNG Portfolio	4	6	(33)	5	6	(17)
205	Enilive e Plenitude	397	191	..	602	367	64
33	- Enilive	88	62	42	121	108	12
172	- Plenitude	309	129	..	481	259	86
111	Refining, Chimica e Power	221	183	21	332	294	13
57	- Refining	130	111	17	187	177	6
40	- Chimica	65	43	51	105	69	52
14	- Power	26	29	(10)	40	48	(17)
56	Corporate e altre attività	81	65	25	137	114	20
(7)	Elisioni di consolidamento	(2)	(3)		(9)	(4)	
1.931	Investimenti tecnici (a)	2.021	2.557	(21)	3.952	4.676	(15)

(a) I costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari i cui fornitori hanno concesso dilazioni di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono rilevati nelle altre variazioni del rendiconto finanziario riclassificato e non sono riportati nella tabella (€784 milioni e €104 milioni nel secondo trimestre 2024 e 2023, rispettivamente, €1.056 milioni e €189 milioni nel primo semestre 2024 e nel primo semestre 2023, rispettivamente, e €272 milioni nel primo trimestre 2024).

Nel primo semestre 2024 gli investimenti di €3.952 mln (€4.676 mln nel primo semestre 2023) evidenziano un decremento del 15% rispetto al periodo di confronto, in particolare:

- nel settore Exploration & Production, gli investimenti sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€2.589 mln) in particolare in Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Italia, Iraq, Algeria, Libia, Kazakhstan e Emirati Arabi Uniti;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€481 mln) sono relativi principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti nonché attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici, mentre gli investimenti Enilive (€121 mln) sono relativi all'attività di bioraffinazione, di biometano, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente, interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- nel settore Refining, Chimica e Power sono principalmente relativi all'attività di raffinazione tradizionale in Italia (€187 mln), per la nuova bioraffineria di Livorno, per l'attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€105 mln) per progetti di economia circolare e asset integrity;
- gli investimenti nel settore Corporate sono principalmente relativi alle attività di CCUS e i progetti di agribusiness (€85 mln).

Performance di Sostenibilità

		I Sem.	
		2024	2023
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,41	0,38
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	19,1	19,6
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	22,1	26,0
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	0,4	0,5
Volumi totali di oil spill (>1 barile)	(migliaia di barili)	2,2	10,4
Acqua di formazione reiniettata	(%)	63	61,0

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

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro è stato impattato da maggiori infortuni occorsi a personale contrattista.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)**: in riduzione rispetto al primo semestre 2023, per effetto del calo delle emissioni nei business GGP, Power e Refining, in parte compensato dall'incremento nel business Exploration & Production, dovuto all'acquisizione di Neptune Energy e allo start-up in Costa d'Avorio.
- **Emissioni dirette di metano (Scope 1)**: in riduzione rispetto al primo semestre 2023.
- **Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine**: in riduzione rispetto al primo semestre 2023.
- **Volumi totali di oil spill (>1 barile)**: in significativa riduzione a seguito dei minori oil spill operativi nonché dei minori atti di sabotaggio.
- **Acqua di formazione reiniettata upstream**: in aumento rispetto al primo semestre 2023, come conseguenza sia della cessione di alcuni asset offshore in Congo sia per l'incremento delle acque reiniettate in Egitto (Melehia).

Sviluppi strategici

- A maggio, in occasione del "Summit on Clean Cooking in Africa" organizzato dalla Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), Eni ha riaffermato il suo impegno a promuovere in Africa l'accesso a sistemi di cottura più moderni, attraverso la distribuzione di fornelli migliorati a 10 mln di persone in Africa sub-sahariana entro il 2027 e raggiungere 20 mln di persone con soluzioni di cottura avanzate entro il 2030. Eni ha inoltre aderito alla "Clean Cooking Declaration: Making 2024 the pivotal year for Clean Cooking" per accelerare l'accesso universale a sistemi di cottura più moderni, essenziali per assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili e sostenibili.
- A maggio, la International Finance Corporation (IFC) e il Fondo Italiano per il Clima hanno annunciato un investimento di \$210 mln nella controllata keniana di Eni S.p.A. per espandere la produzione di materie prime vegetali come feedstock per i biocarburanti avanzati, sostenendo la decarbonizzazione dei trasporti e garantendo al tempo stesso il sostentamento di fino a 200.000 piccoli coltivatori di oleaginose keniani.
- A giugno, in collaborazione con Biocarbon Partners (BCP), è stato lanciato il progetto Great Limpopo, la più grande iniziativa mai sviluppata in Mozambico per proteggere le foreste e contrastare le cause di deforestazione in linea con il quadro REDD+, definito e promosso dalle Nazioni Unite. Il programma mira a preservare le foreste in un'area fino a 4 milioni di ettari in 4 province del Mozambico coinvolgendo oltre 320.000 persone.
- A giugno Eni ha presentato i progetti di riqualificazione agricola e di biomonitoraggio ambientale legati ad Agrivanda, iniziativa Eni gestita da FEEM (Fondazione Eni Enrico Mattei), nata nel 2018 a Viggiano, nelle aree adiacenti il Centro Olio Val d'Agri.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2024			II Trim.		I Sem.	
			2024	2023	2024	2023
66	Italia	(mgl di boe/giorno)	64	69	65	72
269	Resto d'Europa		248	172	258	176
310	Africa Settentrionale		318	271	314	283
293	Egitto		295	323	294	327
304	Africa Sub-Sahariana		300	284	302	288
165	Kazakhstan		156	162	160	164
205	Resto dell'Asia		197	185	201	179
126	America		131	143	129	142
3	Australia e Oceania		3	7	3	7
1.741	Produzione di idrocarburi (a)(b)		1.712	1.616	1.726	1.638
394	- di cui società in Joint Venture e collegate		391	320	392	322
142	Produzione venduta (a)	(mln di boe)	146	135	288	266

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2024			II Trim.		I Sem.	
			2024	2023	2024	2023
28	Italia	(mgl di barili/giorno)	26	29	27	30
143	Resto d'Europa		135	100	139	101
120	Africa Settentrionale		121	118	120	125
63	Egitto		62	71	62	70
179	Africa Sub-Sahariana		168	163	174	168
114	Kazakhstan		112	113	113	115
89	Resto dell'Asia		87	86	89	85
61	America		66	77	63	75
	Australia e Oceania					
797	Produzione di petrolio e condensati		777	757	787	769
215	- di cui società in Joint Venture e collegate		209	174	212	175

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2024			II Trim.		I Sem.	
			2024	2023	2024	2023
6	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	6	6	6	6
19	Resto d'Europa		17	10	18	11
28	Africa Settentrionale		29	23	29	24
34	Egitto		35	37	34	38
18	Africa Sub-Sahariana		19	18	19	18
7	Kazakhstan		6	7	7	7
17	Resto dell'Asia		16	15	16	14
10	America		10	10	10	10
1	Australia e Oceania		-	1	-	1
140	Produzione di gas naturale		138	127	139	129
26	- di cui società in Joint Venture e collegate		27	22	27	22

(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 (125 e 130 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2024 e 2023, rispettivamente, 125 e 128 mila boe/giorno nel primo semestre 2024 e 2023, rispettivamente e 125 mila boe/giorno nel primo trimestre 2024).