

Commento ai risultati economico-finanziari

Possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina

La crisi Russia-Ucraina, sfociata nel mese di febbraio nell'invasione da parte della Russia e in un conflitto aperto, rappresenta un fattore di rischio per Eni. Il possibile prolungarsi del conflitto e l'escalation nell'azione militare, il rischio di allargamento della crisi geopolitica, nonché le sanzioni economiche nei confronti della Russia possono incidere sull'attività produttiva mondiale, sulla catena del supply e sulla fiducia dei consumatori frenando la ripresa economica o nel peggiore degli scenari determinando una nuova recessione. Questo comporterebbe una riduzione della domanda d'idrocarburi e conseguentemente dei prezzi con ricadute negative sulla performance finanziaria e le prospettive del Gruppo.

Immediatamente dopo l'avvio delle ostilità con l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, Unione Europea, Regno Unito e Stati Uniti hanno adottato nuove sanzioni economiche e finanziarie, particolarmente severe, nei confronti del Paese, che si aggiungono a quelle già in vigore a partire dal 2014.

Le nuove restrizioni sono volte a colpire, principalmente, il settore finanziario russo e la possibilità di accesso al credito statunitense ed europeo di alcune importanti società russe attive nel settore oil&gas. Ad oggi le sanzioni non colpiscono direttamente l'acquisto di gas, greggio e prodotti petroliferi di origine russa o la possibilità di mantenere relazioni di business con controparti russe, ma non possono escludersi prossimi inasprimenti. La situazione è stata resa più complessa del previsto dalle azioni degli operatori occidentali nel settore energetico, trader, società petrolifere e altri intermediari, che nei giorni successivi all'invasione hanno iniziato gradualmente a ridurre gli acquisti di prodotti energetici dalla Russia, in particolare di petrolio dando vita a un sistema spontaneo auto-sanzionatorio. Da ultimo, un Executive Order del Presidente degli USA ha vietato le importazioni nel paese di prodotti energetici russi.

La crisi, ha innescato una fase di volatilità estrema nei mercati energetici e finanziari, determinando una fase rialzista superiore a ogni aspettativa sia per il prezzo internazionale del greggio con il riferimento Brent che ha toccato 130 \$/barile, sia per le quotazioni spot del gas in Europa dove il riferimento spot dei mercati europei continentali TTF si è riportato sui valori massimi storici (circa 200 €/MWh). Tale volatilità comporta un aumento dei rischi finanziari di controparte e marginazione (si veda sezione "Fattori di rischio e di incertezza").

L'attuale presenza di Eni in Russia è poco significativa. I progetti esplorativi nell'upstream russo si trovano in stato di sospensione, anche a seguito dell'applicazione delle sanzioni già vigenti prima della recente crisi, e i relativi costi sono stati interamente svalutati in precedenti reporting period. La partecipazione nel gasdotto Blue Stream che trasporta gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero commercializzato congiuntamente da Eni e Gazprom alla società di Stato della Turchia Botas, rappresenta un valore non significativo nel bilancio Eni. Il management sta valutando varie opzioni per una possibile cessione della partecipazione.

Le transazioni più significative tra Eni e le controparti russe riguardano l'acquisto di gas naturale dalla società di Stato russa Gazprom sulla base di contratti take-or-pay di lungo termine (nel 2021 circa 22 miliardi destinati al mercato Italia). Le disponibilità Eni di gas di portafoglio da altre geografie, l'accesso alle capacità di trasporto, la flessibilità dei contratti e la presenza nel segmento LNG (in particolare tramite il terminale di Damietta) nonché le relazioni di lungo termine con i paesi produttori (in primis Algeria e Libia) sono tutte opzioni che la Società può attivare nel caso di imprevedibili scenari di sanzioni di ampia portata della comunità internazionale nei confronti del petrolio e del gas russi o di interruzioni nelle forniture.

Per quanto riguarda gli approvvigionamenti di greggio, nonostante il sistema di raffinazione Eni ha sempre utilizzato greggio Ural, la flessibilità degli impianti e le competenze di trading nel supply ci consentono eventualmente di rimpiazzare tale greggio nei nostri slate di lavorazione.

Infine, in alcuni progetti upstream in varie regioni del mondo sono presenti controparti russe. Ogni eventuale decisione relativa a tale presenza è di competenza delle società di Stato dei paesi dove sono localizzati tali iniziative.

Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio, per adattare su base continuativa le proprie attività alle restrizioni di volta in volta applicabili.

Effetti della pandemia COVID-19

Nel corso del 2021, l'attività economica globale ha progressivamente recuperato slancio grazie all'attenuazione degli effetti della pandemia legata al COVID-19 in virtù dell'efficacia della campagna vaccinale in particolare nei paesi OCSE e delle altre misure di contenimento del virus che hanno consentito la graduale riapertura dell'economia e l'aumento della mobilità delle persone. Le politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali e le imponenti misure di stimolo fiscale varate dagli Stati hanno sostenuto i consumi e gli investimenti. In tale ambito, la domanda d'idrocarburi e i prezzi delle materie prime che sono il principale driver dei risultati finanziari di Gruppo hanno registrato un recupero significativo. La domanda energetica globale si è dapprima stabilizzata per poi accelerare in maniera inaspettata nell'ultimo trimestre dell'anno trainata dal consolidamento della ripresa economica, determinando il rimbalzo del prezzo del petrolio aumentato del 70% vs 2020 a circa 71 \$/barile in media annua, mentre i prezzi del gas hanno registrato aumenti esponenziali per via di un mercato particolarmente corto. Questi andamenti sono alla base del forte recupero di redditività nei settori E&P e GGP

e delle solide performance della chimica, trainata dalla ripresa della domanda di commodity, e dei business di Plenitude. Gli effetti della pandemia hanno continuato a pesare sul business R&M a causa della lenta ripresa del traffico aereo internazionale e della conseguente debole domanda di jet fuel che ha penalizzato la redditività della raffinazione tradizionale, su cui hanno pesato anche i maggiori costi delle utility indicizzate al gas e i maggiori oneri per acquisto di certificati emissivi, più che raddoppiati a causa della ripresa e dell'aumento del consumo di carbone in sostituzione del gas. Nel complesso, il 2021 ha visto il significativo rimbalzo dei risultati consolidati che chiudono con un utile di €5,82 miliardi rispetto alla perdita di €8,64 miliardi nel 2020 e un flusso di cassa operativo di €12,86 miliardi cresciuto di circa €8 miliardi rispetto al 2020. Guardando al futuro, i principali rischi per la performance finanziaria di Gruppo sono legati alla possibilità della diffusione di nuove varianti del virus resistenti ai vaccini, nonché alla ripresa dell'inflazione guidata dall'aumento dei costi delle materie prime quale effetto ultimo delle politiche monetarie/fiscali adottate per risollevarle le economie colpite dalla pandemia.

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		76.575	43.987	69.881	32.588	74,1
Altri ricavi e proventi		1.196	960	1.160	236	24,6
Costi operativi		(58.716)	(36.640)	(54.302)	(22.076)	(60,3)
Altri proventi e oneri operativi		903	(766)	287	1.669	..
Ammortamenti		(7.063)	(7.304)	(8.106)	241	3,3
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		(167)	(3.183)	(2.188)	3.016	94,8
Radiazioni		(387)	(329)	(300)	(58)	(17,6)
Utile (perdita) operativo		12.341	(3.275)	6.432	15.616	..
Proventi (oneri) finanziari		(788)	(1.045)	(879)	257	24,6
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		(868)	(1.658)	193	790	47,6
Utile (perdita) prima delle imposte		10.685	(5.978)	5.746	16.663	..
Imposte sul reddito		(4.845)	(2.650)	(5.591)	(2.195)	(82,8)
Tax rate (%)		45,3	..	97,3		
Utile (perdita) netto		5.840	(8.628)	155	14.468	..
di competenza:						
- azionisti Eni		5.821	(8.635)	148	14.456	..
- interessenze di terzi		19	7	7	12	..

I risultati Eni del 2021 sono stati influenzati in maniera molto significativa dalla ripresa dello scenario dei prezzi delle commodity energetiche. In media nell'anno 2021 il prezzo di riferimento del marker Brent si attesta a 71 \$/barile, +70% rispetto al 2020. Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato da condizioni estreme a causa dell'offerta "corta" e delle incertezze sui flussi di approvvigionamento dalla Russia: prezzo spot all'hub continentale "TTF" che ha raggiunto una media di 46 €/MWh, con una crescita di oltre il 300%; valori allineati per il prezzo spot Italia "PSV". Condizioni analoghe sono state registrate nel mercato wholesale dell'energia elettrica con il prezzo "PUN" Italia al valore medio di 125 €/MWh, +86% rispetto al 2020, con un picco di 440 €/MWh nel quarto trimestre dell'anno. Il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) ha continuato la fase di declino che dura da circa un anno

con la media del periodo scesa su valori negativi a -0,9 \$/barile (positivo a +1,7 \$/barile nel 2020). Il trend già debole in corso d'anno ha registrato un'ulteriore accelerazione ribassista nell'ultimo trimestre dell'anno, particolarmente accentuata nell'ultimo mese, a causa delle eccezionali quotazioni del gas che incidono sia sul costo delle lavorazioni sia sulle utility di raffineria, in aggiunta ai fattori preesistenti di ripresa del costo della carica petrolifera sostenuta dal production management dell'OPEC+ e di debolezza di alcuni mercati di sbocco che hanno depresso gli spread dei prodotti, in particolare il jet fuel e il gasolio, a causa dell'eccesso d'offerta. Inoltre l'anno sconta i maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi. Il margine del cracker, indicatore di riferimento per il business della chimica, si è ridotto dell'11%; ancora sostenuti gli spread di elastomeri, stirenici e polietilene.

	2021	2020	2019	Var. %.
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	70,73	41,67	64,30	69,7
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,183	1,142	1,119	3,6
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	59,80	36,49	57,44	63,9
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(0,9)	1,7	4,3	(152,9)
PSV ^(d)	487	112	171	334,8
TTF ^(d)	486	100	142	386,0

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

Risultati adjusted e composizione degli special item

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni è stato di €5.821 milioni nel 2021 rispetto alla perdita netta di €8.635 milioni del 2020. Gli eccellenti risultati raggiunti, in un contesto economico più favorevole e in uno scenario energetico con fondamentali migliorati, sono stati sostenuti dalla rigorosa disciplina finanziaria e dalla riduzione dei costi messe in campo in seguito alla crisi pandemica che hanno consentito di cogliere al meglio la forte ripresa economica. Il risultato netto ottenuto, ritornato

sui livelli pre-COVID, ha beneficiato della crescita di proporzioni rilevanti dell'utile operativo a €12.341 milioni rispetto alla perdita operativa di €3.275 milioni del 2020, impattato dalle misure di lockdown per contenere la diffusione della pandemia COVID-19. Infine, il risultato netto ha beneficiato di un tax rate tornato su valori in linea con le medie storiche del Gruppo. Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %.
Exploration & Production		10.066	(610)	7.417	10.676	..
Global Gas & LNG Portfolio		899	(332)	431	1.231	..
Refining & Marketing e Chimica		45	(2.463)	(682)	2.508	..
Plenitude & Power		2.355	660	74	1.695	..
Corporate e altre attività		(816)	(563)	(688)	(253)	(44,9)
Effetto eliminazione utili interni		(208)	33	(120)	(241)	..
Utile (perdita) operativo		12.341	(3.275)	6.432	15.616	..

Per una migliore comprensione dei trend di business fondamentali, il management elabora i risultati adjusted che

escludono gli oneri e proventi straordinari o non correlati alla gestione industriale.

RISULTATI ADJUSTED E COMPOSIZIONE DEGLI SPECIAL ITEM

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		12.341	(3.275)	6.432	15.616	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(1.491)	1.318	(223)		
Esclusione special item		(1.186)	3.855	2.388		
Utile (perdita) operativo adjusted		9.664	1.898	8.597	7.766	409,2
Dettaglio per settore di attività:						
<i>Exploration & Production</i>		9.293	1.547	8.640	7.746	..
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		580	326	193	254	77,9
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		152	6	21	146	..
<i>Plenitude & Power</i>		476	465	370	11	2,4
<i>Corporate e altre attività</i>		(593)	(507)	(602)	(86)	(17,0)
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>		(244)	61	(25)	(305)	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		5.821	(8.635)	148	14.456	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(1.060)	937	(157)		
Esclusione special item		(431)	6.940	2.885		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		4.330	(758)	2.876	5.088	..

Nel 2021 l'**utile operativo adjusted** di €9.664 milioni evidenzia una ripresa di proporzioni rilevanti (+€7,8 miliardi; oltre il 400% rispetto al 2020). Tale performance è stata conseguita grazie alla disciplina finanziaria e al contenimento dei costi in risposta alla crisi del COVID-19, elementi che hanno consentito di sfruttare a pieno l'eccezionale recupero dello scenario energetico, passato da condizioni di oversupply nel 2020 a causa della pandemia, a una situazione di forte ripresa della domanda in maniera sincrona in tutte le geografie con un'offerta meno reattiva a causa del taglio degli investimenti delle oil companies in risposta alla crisi del COVID-19 e condizioni di mercato corto nel gas (media Brent del 2021 pari a 70,73 \$/barile, +70%; media prezzo spot del gas al PSV Italia a 487 €/migliaia di metri cubi, +335%).

Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Il Gruppo ha conseguito nell'esercizio 2021 l'**utile netto adjusted** di €4.330 milioni per effetto della performance operativa e beneficiando anche del miglioramento del tax rate (50% nel 2021 rispetto al 175% del 2020).

Dettaglio degli special item

L'utile netto adjusted comprende special item costituiti da proventi netti di €431 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutative:

(i) l'effetto contabile della componente valutativa dei derivati su commodity con finalità di copertura privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è formalmente applicabile la own use exemption a seguito del forte incremento dei prezzi del gas (proventi di €2.139 milioni);

(ii) le riprese di valore nette di proprietà oil&gas in produzione/sviluppo (€1.244 milioni) relative in particolare a giacimenti gas in Italia e altri asset in Congo, Libia, Stati Uniti e Algeria che hanno come driver la ripresa del prezzo degli idrocarburi;

(iii) le svalutazioni di impianti di raffinazione per circa €900 milioni relative al valore di libro residuo delle raffinerie operate e di joint operation in Italia e in Europa in relazione al deterioramento dei flussi di cassa attesi dovuto al peggioramento dello scenario SERM e a maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi; nonché il write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU della R&M interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (nel complesso circa €300 milioni);

(iv) i write-off di costi esplorativi (€247 milioni) per abbandono progetti a seguito di ottimizzazioni del portafoglio con l'uscita da asset marginali;

(v) la svalutazione di impianti di Versalis per effetto del deterioramento dello scenario margini (€163 milioni);

(vi) la differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (provento di €352 milioni);

(vii) oneri ambientali di €271 milioni rilevati in particolare nel settore R&M e Chimica;

(viii) oneri per incentivazione all'esodo (€193 milioni);

- (ix) accantonamenti a fondo rischi (€142 milioni);
- (x) le svalutazioni di crediti al netto degli oneri finanziari di €109 milioni nel settore E&P;
- (xi) oneri di €405 milioni relativi alla valutata all'equity Vår Energi relativi principalmente ad alcune svalutazioni di CGU in relazione a ritardi di start-up di alcuni progetti e a incrementi di costo nonché differenze cambio negative da traduzione di debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di natural hedge;
- (xii) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti nonché svalutazioni e oneri straordinari della raffineria ADNOC (complessivamente oneri di €244 milioni);
- (xiii) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem.

DETTAGLIO DEGLI SPECIAL ITEM

	(€ milioni)	2021	2020	2019
Special item dell'utile (perdita) operativo		(1.186)	3.855	2.388
- oneri ambientali		271	(25)	338
- svalutazioni (riprese di valore) nette		167	3.183	2.188
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		247		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(100)	(9)	(151)
- accantonamenti a fondo rischi		142	149	3
- oneri per incentivazione all'esodo		193	123	45
- derivati su commodity		(2.139)	440	(439)
- differenze e derivati su cambi		183	(160)	108
- altro		(150)	154	296
Oneri (proventi) finanziari		(115)	152	(42)
di cui:				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(183)	160	(108)
Oneri (proventi) su partecipazioni		851	1.655	188
di cui:				
- plusvalenze da cessione				(46)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		851	1.207	148
Imposte sul reddito		19	1.278	351
Totale special item dell'utile (perdita) netto		(431)	6.940	2.885

L'analisi dell'utile netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		5.543	124	3.436	5.419	..
Global Gas & LNG Portfolio		169	211	100	(42)	(19,9)
Refining & Marketing e Chimica		62	(246)	(42)	308	..
Plenitude & Power		327	329	275	(2)	(0,6)
Corporate e altre attività		(1.576)	(1.205)	(866)	(371)	(30,8)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)		(176)	36	(20)	(212)	
Utile (perdita) netto adjusted		4.349	(751)	2.883	5.100	..
di competenza:						
- azionisti Eni		4.330	(758)	2.876	5.088	..
- interessenze di terzi		19	7	7	12	..

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

RICAVI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		21.742	13.590	23.572	8.152	60,0
Global Gas & LNG Portfolio		20.843	7.051	11.779	13.792	195,6
Refining & Marketing e Chimica		40.374	25.340	42.360	15.034	59,3
- Refining & Marketing		36.501	22.965	39.836	13.536	58,9
- Chimica		5.590	3.387	4.123	2.203	65,0
- Elisioni		(1.717)	(1.012)	(1.599)		
Plenitude & Power		11.187	7.536	8.448	3.651	48,4
- Plenitude		7.452	6.020	6.424	1.432	23,8
- Power		3.996	1.894	2.476	2.102	..
- Elisioni		(261)	(378)	(452)		
Corporate e altre attività		1.698	1.559	1.676	139	8,9
Elisioni di consolidamento		(19.269)	(11.089)	(17.954)	(8.180)	
Ricavi della gestione caratteristica		76.575	43.987	69.881	32.588	74,1
Altri ricavi e proventi		1.196	960	1.160	236	24,6
Totale ricavi		77.771	44.947	71.041	32.824	73,0

I ricavi complessivi ammontano a €77.771 milioni, evidenziando un aumento del 73% rispetto al 2020. L'accelerazione della ripresa macroeconomica globale sostenuta dal riavvio delle attività traina la domanda di petrolio, gas naturale ed energia elettrica in modo sincrono in tutte le geografie con conseguente rafforzamento dei prezzi di tutte le commodity.

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2021 (€76.575 milioni) sono aumentati di €32.588 milioni rispetto al 2020 (+74,1%), con il seguente breakdown:

- ▶ i ricavi della Exploration & Production (€21.742 milioni) evidenziano un aumento del 60% per effetto del miglioramento dello scenario petrolifero che si è riflesso sui prezzi di realizzo degli idrocarburi +78% in media rispetto al 2020;
- ▶ i ricavi del settore Global Gas & LNG Portfolio (€20.843 milioni) in aumento di €13.792 milioni, pari al 196%, riflet-

tono l'effetto degli aumenti del prezzo spot del gas, particolarmente significativi nel quarto trimestre 2021, in conseguenza dell'offerta corta e dell'incertezza relativa ai flussi di approvvigionamento nonché dei maggiori volumi commercializzati, in particolare di GNL;

- ▶ i ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€40.374 milioni) aumentano di €15.034 milioni, pari a circa il 60%, per effetto dei maggiori prezzi dei prodotti raffinati (benzina +76%; diesel +60%) e delle plastiche trainati dalla ripresa economica;
- ▶ i ricavi del settore Plenitude & Power (€11.187 milioni) aumentano di €3.651 milioni, pari al 48%, a seguito dell'incremento dei prezzi delle commodity in conseguenza della ripresa economica, del consolidamento di Aldro Energía e della positiva performance del business extracommodity e dell'aumento del numero dei clienti.

COSTI OPERATIVI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		55.549	33.551	50.874	21.998	65,6
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		279	226	432	53	23,5
Costo lavoro		2.888	2.863	2.996	25	0,9
<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>		193	123	45		
		58.716	36.640	54.302	22.076	60,3

I costi operativi sostenuti nel 2021 (€58.716 milioni) sono aumentati di €22.076 milioni rispetto al 2020, pari al 60%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€55.549 milioni) sono aumentati del 66% principalmente per effetto dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas

da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche). Il costo lavoro (€2.888 milioni) è sostanzialmente in linea rispetto al 2020 (+€25 milioni, pari allo 0,9%) principalmente a seguito dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA compensato da maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %.
Exploration & Production		5.976	6.273	7.060	(297)	(4,7)
Global Gas & LNG Portfolio		174	125	124	49	39,2
Refining & Marketing e Chimica		512	575	620	(63)	(11,0)
- Refining & Marketing		417	488	530	(71)	(14,5)
- Chimica		95	87	90	8	9,2
Plenitude & Power		286	217	190	69	31,8
- Plenitude		241	172	135	69	40,1
- Power		45	45	55		
Corporate e altre attività		148	146	144	2	1,4
Effetto eliminazione utili interni		(33)	(32)	(32)	(1)	
Totale Ammortamenti		7.063	7.304	8.106	(241)	(3,3)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		167	3.183	2.188	(3.016)	(94,8)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		7.230	10.487	10.294	(3.257)	(31,1)
Radiazioni		387	329	300	58	17,6
		7.617	10.816	10.594	(3.199)	(29,6)

Gli **ammortamenti** (€7.063 milioni) sono diminuiti di €241 milioni rispetto al 2020 (-3,3%), principalmente nel settore Exploration & Production a seguito delle svalutazioni effettuate nell'esercizio precedente, delle minori produzioni e dell'apprezzamento dell'euro, parzialmente compensati dagli avvii e ramp-up di nuovi progetti.

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** (€167 milioni), commentate nel paragrafo "special item" sono così articolate:

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production		(1.244)	1.888	1.217	(3.132)
Global Gas & LNG Portfolio		26	2	(5)	24
Refining & Marketing e Chimica		1.342	1.271	922	71
Plenitude & Power		20	1	42	19
Corporate e altre attività		23	21	12	2
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		167	3.183	2.188	(3.016)

Le **radiazioni** (€387 milioni) si riferiscono principalmente al settore E&P. In particolare, nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €331 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio

sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Gabon, Montenegro, Myanmar, Bahrain, Egitto e Angola. Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €35 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi in fase di abbandono per fattori geopolitici e ambientali.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(849)	(913)	(962)	64
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(475)	(517)	(618)	42
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		11	31	127	(20)
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(94)	(102)	(122)	8
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(304)	(347)	(378)	43
- Interessi attivi verso banche		4	10	21	(6)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		9	12	8	(3)
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(306)	351	(14)	(657)
- Strumenti finanziari derivati su valute		(322)	391	9	(713)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		16	(40)	(23)	56
Differenze di cambio		476	(460)	250	936
Altri proventi (oneri) finanziari		(177)	(96)	(246)	(81)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		67	97	112	(30)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(144)	(190)	(255)	46
- Altri proventi (oneri) finanziari		(100)	(3)	(103)	(97)
		(856)	(1.118)	(972)	262
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		68	73	93	(5)
		(788)	(1.045)	(879)	257

Gli **oneri finanziari netti** di €788 milioni registrano un miglioramento di €257 milioni rispetto al 2020. I principali driver sono stati: (i) le differenze di cambio positive (+€936 milioni) in parte compensate dalla variazione negativa del fair value dei derivati su cambi (-€713 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IFRS 9; (ii) la riduzione degli oneri finanziari sul debito (+€42 milioni) dov-

ta alla riduzione del costo del debito per l'andamento dei tassi benchmark e l'effetto positivo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (+€56 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting; (iii) la riduzione degli interessi su passività per beni in leasing per effetto cambio (+€43 milioni). Gli oneri finanziari diversi evidenziano un peggioramento di €97 milioni relativo principalmente all'attualizzazione di un credito nel settore E&P.

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONE

2021	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		8		(333)		(766)	(1.091)
Dividendi		171		59			230
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		1					1
Altri proventi (oneri) netti			(5)	3	(3)	(3)	(8)
		180	(5)	(271)	(3)	(769)	(868)

Gli oneri netti su partecipazioni ammontano a €868 milioni e riguardano:

► le quote di competenza delle perdite dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €1.091 milioni attribuibili essenzialmente a: (i) ADNOC Refining, a seguito della rilevazione di

oneri straordinari; e (ii) la quota di competenza Eni della perdita della joint venture Saipem;

► i dividendi di €230 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo, principalmente la Nigeria LNG (€144 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co. (€54 milioni).

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.091)	(1.733)	(88)	642
Dividendi		230	150	247	80
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		1		19	1
Altri proventi (oneri) netti		(8)	(75)	15	67
Proventi (oneri) su partecipazioni		(868)	(1.658)	193	790

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito sono in aumento di €2.195 milioni a €4.845 milioni, con un utile ante imposte di €10.685 milioni nel 2021 (una perdita ante imposte di €5.978 milioni registrata nel 2020).

Il tax rate si attesta al 45% (rispetto a valori poco significativi del 2020) grazie alla normalizzazione della E&P in relazione al miglioramento dello scenario che ha determinato sul piano

fiscale un più favorevole mix geografico dei profitti (minore incidenza dei paesi a più elevata fiscalità) e il venir meno dei fenomeni di disottimizzazione che avevano caratterizzato il 2020 comportando tax rate particolarmente elevati.

Il tax rate adjusted si attesta al 50% per effetto degli stessi driver commentati al tax rate reported.

Risultati per settore di attività¹

EXPLORATION & PRODUCTION

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		10.066	(610)	7.417	10.676	..
Esclusione special item:		(773)	2.157	1.223		
- oneri ambientali		60	19	32		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(1.244)	1.888	1.217		
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti		247				
- plusvalenze nette su cessione di asset		(77)	1	(145)		
- oneri per incentivazione all'esodo		60	34	23		
- accantonamenti a fondo rischi		113	114	(18)		
- differenze e derivati su cambi		(3)	13	14		
- altro		71	88	100		
Utile (perdita) operativo adjusted		9.293	1.547	8.640	7.746	..
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(313)	(316)	(362)	3	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		681	262	312	419	
di cui: Vår Energi		425	193	122		
Imposte sul reddito ^(a)		(4.118)	(1.369)	(5.154)	(2.749)	
Utile (perdita) netto adjusted		5.543	124	3.436	5.419	..
I risultati includono:						
costi di ricerca esplorativa:		558	510	489	48	9,4
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		194	196	275	(2)	(1,0)
- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)		364	314	214	50	15,9
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio ^(c)	(\$/barile)	66,62	37,06	59,26	29,56	79,8
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	234,77	132,95	174,59	101,82	76,6
Idrocarburi	(\$/boe)	51,49	28,92	43,54	22,57	78,0

(a) Escludono gli special item.

(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.

(c) Include condensati.

(1) 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 pagine seguenti della presente relazione.

Nel 2021 il settore Exploration & Production ha registrato un **utile operativo adjusted** di €9.293 milioni, con un incremento pari a +€7.746 milioni (+500%) rispetto al 2020 impattato dalla pandemia, sostenuto dalla continua ripresa dello scenario energetico. In tale contesto i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati dell'80% e del 77% rispettivamente per i liquidi e il gas naturale rispetto all'anno 2020. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi prodotti.

L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica negativa per special item di €773 milioni.

Il settore ha riportato un **utile netto adjusted** di €5.543 milioni nell'esercizio in sostanziale incremento rispetto all'utile di €124 milioni del 2020, a seguito essenzialmente della ripresa dell'utile operativo. L'utile netto adjusted beneficia della riduzione del tax rate dovuto al miglioramento dello scenario prezzi e a un

più favorevole mix geografico dei profitti con riduzione dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi a maggiore fiscalità, nonché al venir meno di alcuni fenomeni che nel 2020 avevano penalizzato il carico fiscale.

Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è aumentato in media del 77% nell'anno per effetto dell'andamento favorevole dello scenario. Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è stato ridotto in media di 2,15 \$/migliaia di metri cubi per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 332 milioni di metri cubi. Tali transazioni sono parte di quelle poste in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo dicembre 2021- dicembre 2022 di 4.442 milioni di metri cubi di riserve certe che residuano in 4.110 milioni di metri cubi a fine 2021.

Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza:

		2021
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	
Volumi venduti		40.943
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		332
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/migliaia di metri cubi)	236,92
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(2,15)
Prezzo medio di realizzo		234,77

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		899	(332)	431	1.231	..
Esclusione special item:		(319)	658	(238)		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		26	2	(5)		
- oneri per incentivazione all'esodo		5	2	1		
- derivati su commodity		(207)	858	(576)		
- differenze e derivati su cambi		206	(183)	109		
- altro		(349)	(21)	233		
Utile (perdita) operativo adjusted		580	326	193	254	77,9
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(17)		3	(17)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)			(15)	(21)	15	
Imposte sul reddito ^(a)		(394)	(100)	(75)	(294)	
Utile (perdita) netto adjusted		169	211	100	(42)	(19,9)

(a) Escludono gli special item.

Nel 2021 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €580 milioni, in robusta crescita rispetto al 2020 (+€254 milioni, pari al 78%). La positiva performance è dovuta alle attività di continua ottimizzazione del portafoglio e alla rinegoziazione dei contratti, nonché ai maggiori volumi venduti. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dai maggiori accantonamenti dovuti all'aumento del valore nominale dei crediti e alla valutazione

di un accresciuto rischio congiunturale e ad alcune dispute commerciali in corso.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica negativa per gli special item di €319 milioni.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €169 milioni (un utile di €211 milioni nel 2020).

REFINING & MARKETING E CHIMICA

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		45	(2.463)	(682)	2.508	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(1.455)	1.290	(318)		
Esclusione special item:		1.562	1.179	1.021		
- oneri ambientali		150	85	244		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.342	1.271	922		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(22)	(8)	(5)		
- accantonamenti a fondo rischi		(4)	5	(2)		
- oneri per incentivazione all'esodo		42	27	8		
- derivati su commodity		50	(185)	(118)		
- differenze e derivati su cambi		(14)	10	(5)		
- altro		18	(26)	(23)		
Utile (perdita) operativo adjusted		152	6	21	146	..
- Refining & Marketing		(46)	235	289	(281)	..
- Chimica		198	(229)	(268)	427	..
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(32)	(7)	(36)	(25)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(4)	(161)	37	157	
di cui: ADNOC Refining		(76)	(167)	23		
Imposte sul reddito ^(a)		(54)	(84)	(64)	30	
Utile (perdita) netto adjusted		62	(246)	(42)	308	..

(a) Escludono gli special item.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €46 milioni rispetto all'utile operativo adjusted di €235 milioni del 2020, a seguito dell'eccezionale flessione dei margini di raffinazione, i peggiori degli ultimi dieci anni, e dei maggiori oneri per CO₂. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dall'ottimizzazione degli assetti impiantistici e dei maggiori volumi venduti dai business commerciali, trainati dalla ripresa dei consumi, grazie al crescente riavvio dell'economia e alla maggiore mobilità delle persone.

Nel 2021 il business della **Chimica** ha registrato un **utile operativo adjusted** di €198 milioni rappresenta un netto miglioramento rispetto alla perdita di €229 milioni registrata nel periodo di confronto, per effetto della ripresa economica globale che ha

sostenuto la domanda e i margini delle commodity plastiche allentando la pressione competitiva, della maggiore disponibilità degli impianti nonché di alcuni fenomeni contingenti che hanno ridotto l'import da paesi extra-EU creando una carenza di prodotti nell'area, aprendo opportunità di mercato.

L'**utile operativo adjusted** del settore **R&M e Chimica** pari a €152 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €1.562 milioni e con l'esclusione dell'utile da valutazione delle scorte di €1.455 milioni.

L'**utile netto adjusted** del settore **R&M e Chimica** si attesta a €62 milioni rispetto alla perdita netta di €246 milioni del 2020, a seguito del miglioramento del business della Chimica.

PLENITUDE & POWER

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		2.355	660	74	1.695	..
Esclusione special item:		(1.879)	(195)	296		
- oneri ambientali			1			
- svalutazioni (riprese di valore) nette		20	1	42		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(2)				
- accantonamenti a fondo rischi			10			
- oneri per incentivazione all'esodo		(5)	20	3		
- derivati su commodity		(1.982)	(233)	255		
- differenze e derivati su cambi		(6)		(10)		
- altro		96	6	6		
Utile (perdita) operativo adjusted		476	465	370	11	2,4
- Plenitude		363	304	256	59	19,4
- Power		113	161	114	(48)	(29,8)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(2)	(1)	(1)	(1)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(3)	6	10	(9)	
Imposte sul reddito ^(a)		(144)	(141)	(104)	(3)	
Utile (perdita) netto adjusted		327	329	275	(2)	(0,6)

(a) Escludono gli special item.

Nel 2021, **Plenitude** ha registrato performance solide ed in crescita con un utile operativo adjusted pari a €363 milioni, in aumento di €59 milioni (+19% rispetto al 2020), grazie al miglioramento delle performance del business extra commodity, con il contributo del fotovoltaico distribuito di Evolvere, alle azioni commerciali in Italia, all'aumento del numero dei clienti in funzione della crescita in Grecia e dell'acquisizione di Aldro Energía in Spagna, e alle minori perdite su crediti che riflettono il clima di ripresa economica.

Il business **Power** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €113 milioni, in riduzione di €48 milioni rispetto al 2020, pari al 30%, principalmente per effetto dei minori one off.

L'**utile operativo adjusted** del settore **Plenitude & Power** pari a €476 milioni è ottenuto con una rettifica negativa per gli special item di €1.879 milioni.

L'**utile netto adjusted** del settore **Plenitude & Power** di €327 milioni è sostanzialmente in linea con il risultato ottenuto nel 2020 (utile netto adjusted di €329 milioni).

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(816)	(563)	(688)	(253)	(44,9)
Esclusione special item:		223	56	86		
- oneri ambientali		61	(130)	62		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		23	21	12		
- plusvalenze nette su cessione di asset		1	(2)	(1)		
- accantonamenti a fondo rischi		33	20	23		
- oneri per incentivazione all'esodo		91	40	10		
- altro		14	107	(20)		
Utile (perdita) operativo adjusted		(593)	(507)	(602)	(86)	(17,0)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(539)	(569)	(525)	30	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(691)	(95)	43	(596)	
Imposte sul reddito ^(a)		247	(34)	218	281	
Utile (perdita) netto adjusted		(1.576)	(1.205)	(866)	(371)	(30,8)

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato **Corporate e altre attività** include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operativi per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi operativi delle attività di

bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare

le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato e utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE adjusted) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO^(a)

	(€ milioni)	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		56.299	53.943	2.356
Diritto di utilizzo beni in leasing		4.821	4.643	178
Attività immateriali		4.799	2.936	1.863
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.053	995	58
Partecipazioni		7.181	7.706	(525)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.902	1.037	865
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(1.804)	(1.361)	(443)
		74.251	69.899	4.352
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		6.072	3.893	2.179
Crediti commerciali		15.524	7.087	8.437
Debiti commerciali		(16.795)	(8.679)	(8.116)
Attività (passività) tributarie nette		(3.678)	(2.198)	(1.480)
Fondi per rischi e oneri		(13.593)	(13.438)	(155)
Altre attività (passività) d'esercizio		(2.258)	(1.328)	(930)
		(14.728)	(14.663)	(65)
Fondi per benefici ai dipendenti		(819)	(1.201)	382
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		139	44	95
CAPITALE INVESTITO NETTO		58.843	54.079	4.764
Patrimonio netto degli azionisti Eni		44.437	37.415	7.022
Interessenze di terzi		82	78	4
Patrimonio netto		44.519	37.493	7.026
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.987	11.568	(2.581)
Passività per leasing		5.337	5.018	319
- di cui <i>working interest Eni</i>		3.653	3.366	287
- di cui <i>working interest follower</i>		1.684	1.652	32
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		14.324	16.586	(2.262)
COPERTURE		58.843	54.079	4.764
Leverage		0,32	0,44	
Gearing		0,24	0,31	

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Al 31 dicembre 2021 il **capitale immobilizzato** di €74.251 milioni è aumentato di €4.352 milioni rispetto al periodo di riferimento del 2020 a seguito degli investimenti/acquisizioni e dell'effetto positivo delle differenze cambio in parte compensati dagli ammortamenti (al 31 dicembre 2021, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,133, rispetto al cambio di 1,227 al 31 dicembre 2020, -7,7%).

Il **capitale di esercizio netto** (-€14.728 milioni) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2020 per effetto dell'aumento del valore di libro delle scorte per effetto della contabilità del costo medio ponderato in funzione dell'aumento dei prezzi delle commodity parzialmente compensato dallo stanziamento delle imposte di periodo (+€1.480 milioni) e dall'incremento di altre passività d'esercizio (€930 milioni).

RICONDUZIONE UTILE COMPLESSIVO

	(€ milioni)	2021	2020
Utile (perdita) netto dell'esercizio		5.840	(8.628)
Componenti non riclassificabili a conto economico		149	33
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti		119	(16)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI		105	24
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		2	
Effetto fiscale		(77)	25
Componente riclassificabili a conto economico		1.902	(2.813)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		2.828	(3.314)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		(1.264)	661
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		(34)	32
Effetto fiscale		372	(192)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		2.051	(2.780)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		7.891	(11.408)
di competenza:			
- azionisti Eni		7.872	(11.415)
- interessenze di terzi		19	7

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020		47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(11.408)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.965)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)	
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.975	
Altre variazioni	(6)	
Totale variazioni		(10.407)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2020		37.493
di competenza:		
- azionisti Eni		37.415
- interessenze di terzi		78
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021		37.493
Totale utile (perdita) complessivo	7.891	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.390)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(5)	
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	2.000	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(61)	
Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue	(15)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Altre variazioni	6	
Totale variazioni		7.026
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2021		44.519
di competenza:		
- azionisti Eni		44.437
- interessenze di terzi		82

Il **patrimonio netto** (€44.519 milioni) è aumentato di €7.026 milioni per effetto dell'utile di periodo (€5.840 milioni), delle due emissioni ibride di €2.000 milioni effettuate nel mese di maggio 2021 e delle differenze positive di cambio per effetto dell'apprezzamento del dollaro USA (+€2.828 milioni), in par-

te compensati dalla distribuzione del saldo dividendo 2020 agli azionisti Eni (€857 milioni) e dell'acconto 2021 di €1.533 milioni, dal buy-back (€400 milioni) nonché dalla variazione negativa di -€1.264 milioni della riserva cash flow hedge per effetto dell'andamento delle quotazioni del gas.

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 azionisti. Il management Eni utilizza tale indicatore

per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell’industria.

	(€ milioni)	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		27.794	26.686	1.108
- Debiti finanziari a breve termine		4.080	4.791	(711)
- Debiti finanziari a lungo termine		23.714	21.895	1.819
Disponibilità liquide ed equivalenti		(8.254)	(9.413)	1.159
Titoli held for trading		(6.301)	(5.502)	(799)
Crediti finanziari non strumentali all’attività operativa		(4.252)	(203)	(4.049)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.987	11.568	(2.581)
Passività per beni in leasing		5.337	5.018	319
- di cui working interest Eni		3.653	3.366	287
- di cui working interest follower		1.684	1.652	32
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		14.324	16.586	(2.262)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		44.519	37.493	7.026
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,20	0,31	0,11
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,32	0,44	0,12

L’indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021 è pari a €14.324 milioni in riduzione di €2.262 milioni rispetto al 2020. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €27.794 milioni, di cui €4.080 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €1.781 milioni) e €23.714 milioni a lungo termine. L’incremento dei **crediti finanziari non strumentali all’attività operativa** è connesso all’operatività in derivati su commodity e all’aumento rilevante delle esposizioni per effetto prezzo che ha fatto scattare la richiesta da parte delle controparti finanziarie di integrare i depositi costituiti a garanzia delle esposizioni (margin call). Tali som-

me sono restituite alla Compagnia al settlement dell’operazione sottostante.

Escludendo l’effetto della lease liability – IFRS 16, l’indebitamento finanziario netto si ridetermina in €8.987 milioni in riduzione di €2.581 milioni rispetto al 2020.

Il **leverage**² – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,32 al 31 dicembre 2021, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni. Escludendo l’impatto dell’applicazione dell’IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,20.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato e la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell’indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il “free cash flow” cioè l’avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow 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.

(2) 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 “Misure alternative di performance” alle pagine seguenti della presente relazione.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO^(a)

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Utile (perdita) netto		5.840	(8.628)	155	14.468
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		8.568	12.641	10.480	(4.073)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(102)	(9)	(170)	(93)
- dividendi, interessi e imposte		5.334	3.251	6.224	2.083
Variazione del capitale di esercizio		(3.146)	(18)	366	(3.128)
Dividendi incassati da partecipate		857	509	1.346	348
Imposte pagate		(3.726)	(2.049)	(5.068)	(1.677)
Interessi (pagati) incassati		(764)	(875)	(941)	111
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.861	4.822	12.392	8.039
Investimenti tecnici		(5.234)	(4.644)	(8.376)	(590)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.738)	(392)	(3.008)	(2.346)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		404	28	504	376
Altre variazioni relative all'attività di investimento		289	(735)	(254)	1.024
Free cash flow		5.582	(921)	1.258	6.503
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(4.743)	1.156	(279)	(5.899)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(244)	3.115	(1.540)	(3.359)
Rimborso di passività per beni in leasing		(939)	(869)	(877)	(70)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.780)	(1.968)	(3.424)	(812)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.924	2.975		(1.051)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità		52	(69)	1	121
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		(1.148)	3.419	(4.861)	(4.567)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		12.711	6.726	11.700	5.985

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Free cash flow		5.582	(921)	1.258	6.503
Rimborso di passività per beni in leasing		(939)	(869)	(877)	(70)
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(777)	(67)		(710)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite				13	
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(429)	759	(158)	(1.188)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.780)	(1.968)	(3.424)	(812)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.924	2.975		(1.051)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		2.581	(91)	(3.188)	2.672
Effetti prima applicazione IFRS 16				(5.759)	
Rimborsi lease liability		939	869	877	70
Accensioni del periodo e altre variazioni		(1.258)	(239)	(766)	(1.019)
Variazione passività per beni in leasing		(319)	630	(5.648)	(949)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		2.262	539	(8.836)	1.723

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2021 è stato di €12.861 milioni con un incremento di €8.039 milioni rispetto al 2020, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream.

La manovra factoring ha riguardato la cessione di circa €2 miliardi di crediti commerciali con scadenza in successivi reporting period, con un incremento di circa €0,7 miliardi rispetto

all'ammontare ceduto nello stesso periodo 2020, migliorando il flusso di cassa di tale differenziale.

L'assorbimento di cassa del capitale circolante di circa €3.146 milioni è dovuto alla variazione del valore del magazzino olio e gas, all'utilizzo degli acconti ricevuti dalle società di stato egiziane per il finanziamento del progetto Zohr compensati con le fatture per le forniture di gas nonché alla rettifica del fair value dei derivati.

I dividendi incassati dalle partecipate hanno riguardato essenzialmente Vår Energi.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €12.711 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri, nonché il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting.

La riduzione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €2.581 milioni è principalmente dovuta alle emissioni di bond ibridi di €2.000 milioni lordi e al free cash flow positivo prodotto dalla ge-

stione di circa €5.582 milioni, che hanno coperto il pagamento dei dividendi di €2.358 milioni (saldo dividendo 2020 di €0,24 per azione con un esborso di €854 milioni e acconto 2021 di €0,43 per azione con un esborso di €1.504 milioni), l'esecuzione del programma di buy-back dell'azione Eni da €400 milioni, il pagamento delle rate di leasing di €939 milioni e il consolidamento del debito delle società acquisite di €777 milioni.

La riconduzione del **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** al flusso di cassa netto da attività operativa per i reporting period 2021, 2020 e 2019 è riportata di seguito:

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.861	4.822	12.392	8.039
Variazione del capitale di esercizio		3.146	18	(366)	3.128
Esclusione derivati su commodity		(2.139)	440	(439)	(2.579)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(1.491)	1.318	(223)	(2.809)
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri		334	128	336	206
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		12.711	6.726	11.700	5.985

INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production ^(a)		3.940	3.472	6.996	468	13,5
- acquisto di riserve proved e unproved		17	57	400	(40)	(70,2)
- ricerca esplorativa		391	283	586	108	38,2
- sviluppo di idrocarburi		3.443	3.077	5.931	366	11,9
- progetti CCUS e agro-biofeedstock		37			37	..
- altro		52	55	79	(3)	(5,5)
Global Gas & LNG Portfolio		19	11	15	8	72,7
Refining & Marketing e Chimica		728	771	933	(43)	(5,6)
- Refining & Marketing		538	588	815	(50)	(8,5)
- Chimica		190	183	118	7	3,8
Plenitude & Power		443	293	357	150	51,2
- Plenitude		366	241	315	125	51,9
- Power		77	52	42	25	48,1
Corporate e altre attività		187	107	89	80	74,8
Effetto eliminazione utili interni		(4)	(10)	(14)	6	
Investimenti tecnici^(a)		5.313	4.644	8.376	669	14,4
Investimenti in partecipazioni/business combination		2.738	392	3.008	2.346	..
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		8.051	5.036	11.384	3.015	59,9

(a) Include operazioni di reverse factoring poste in essere nel 2021.

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €8.051 milioni, in aumento del 60% rispetto il 2020, e includono il corrispettivo dell'acquisizione: (i) della società Be Power attiva nell'installazione e gestione di una rete di colonnine di ricarica per veicoli elettrici (metà del costo sarà pagato nel 2022); (ii) del 20% nel progetto offshore eolico di Dogger Bank A/B nel Mare del Nord; (iii) della società Aldro Energia nel business retail gas; (iv) del 100% del gruppo Fri-El Biogas Holding attivo business della produzione di bio-gas in Italia; (v) del controllo di Finproject esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% nel 2020; e (vi) di un portafoglio di capacità di generazione rinnovabile in esercizio/in costruzione in Italia (impianti eolici) e in Spagna, Francia e Stati Uniti (con asset sia nell'eolico sia nel fotovoltaico). Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati dai partner egiziani (circa €500 mi-

lioni) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €5,8 miliardi e sono interamente finanziati dal flusso di cassa adjusted.

Gli investimenti tecnici di €5.313 milioni (€4.644 milioni nel 2020) hanno riguardato essenzialmente:

- ▶ lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.443 milioni) in particolare in Egitto, Angola, Stati Uniti, Messico, Emirati Arabi Uniti, Italia, Indonesia ed Iraq;
- ▶ l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€390 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€148 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- ▶ le iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas ed energia elettrica nel business retail e all'attività rinnovabili (€366 milioni).

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

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

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

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 deter-

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

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

Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own

use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante.

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

Leverage

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

Gearing

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

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

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

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento

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

Indebitamento finanziario netto

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

ROACE Adjusted

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

Coverage

Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

Current ratio

Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

Debt coverage

Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

EBITDA

Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, pari all'utile operativo più gli ammortamenti e le svalutazioni.

Debt/EBITDA

Debt/EBITDA è un rapporto tra l'ammontare di reddito disponibile per ripagare il debito prima di dedurre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. Tale indice è una misura della capacità di un'impresa di ripagare il debito. Il rapporto esprime la quantità approssimativa di tempo che sarebbe necessario per pagare tutti i debiti.

Profit per boe

Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil and Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi venduti.

Opex per boe

Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i co-

sti operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

Finding & Development cost per boe

Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

RICONDUZIONE DELL'UTILE OPERATIVO E DELL'UTILE NETTO AI VALORI ADJUSTED

	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2021								
Utile (perdita) operativo		10.066	899	45	2.355	(816)	(208)	12.341
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(1.455)			(36)	(1.491)
Esclusione special item:								
- oneri ambientali		60		150		61		271
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(1.244)	26	1.342	20	23		167
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		247						247
- plusvalenze nette su cessione di asset		(77)		(22)	(2)	1		(100)
- accantonamenti a fondo rischi		113		(4)		33		142
- oneri per incentivazione all'esodo		60	5	42	(5)	91		193
- derivati su commodity			(207)	50	(1.982)			(2.139)
- differenze e derivati su cambi		(3)	206	(14)	(6)			183
- altro		71	(349)	18	96	14		(150)
Special item dell'utile (perdita) operativo		(773)	(319)	1.562	(1.879)	223		(1.186)
Utile (perdita) operativo adjusted		9.293	580	152	476	(593)	(244)	9.664
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(313)	(17)	(32)	(2)	(539)		(903)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		681		(4)	(3)	(691)		(17)
Imposte sul reddito ^(a)		(4.118)	(394)	(54)	(144)	247	68	(4.395)
Tax rate (%)								50,3
Utile (perdita) netto adjusted		5.543	169	62	327	(1.576)	(176)	4.349
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi								19
- azionisti Eni								4.330
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								5.821
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(1.060)
Esclusione special item								(431)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								4.330

(a) Escludono gli special item.

2020	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo		(610)	(332)	(2.463)	660	(563)	33	(3.275)
Esclusione (utile) perdita di magazzino				1.290			28	1.318
Esclusione special item:								
- oneri ambientali		19		85	1	(130)		(25)
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.888	2	1.271	1	21		3.183
- plusvalenze nette su cessione di asset		1		(8)		(2)		(9)
- accantonamenti a fondo rischi		114		5	10	20		149
- oneri per incentivazione all'esodo		34	2	27	20	40		123
- derivati su commodity			858	(185)	(233)			440
- differenze e derivati su cambi		13	(183)	10				(160)
- altro		88	(21)	(26)	6	107		154
Special item dell'utile (perdita) operativo		2.157	658	1.179	(195)	56		3.855
Utile (perdita) operativo adjusted		1.547	326	6	465	(507)	61	1.898
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(316)		(7)	(1)	(569)		(893)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		262	(15)	(161)	6	(95)		(3)
Imposte sul reddito ^(a)		(1.369)	(100)	(84)	(141)	(34)	(25)	(1.753)
Tax rate (%)								175,0
Utile (perdita) netto adjusted		124	211	(246)	329	(1.205)	36	(751)
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi								7
- azionisti Eni								(758)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								(8.635)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								937
Esclusione special item								6.940
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								(758)

(a) Escludono gli special item.

2019	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plentitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo		7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(318)			95	(223)
Esclusione special item:								
- oneri ambientali		32		244		62		338
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.217	(5)	922	42	12		2.188
- plusvalenze nette su cessione di asset		(145)		(5)		(1)		(151)
- accantonamenti a fondo rischi		(18)		(2)		23		3
- oneri per incentivazione all'esodo		23	1	8	3	10		45
- derivati su commodity			(576)	(118)	255			(439)
- differenze e derivati su cambi		14	109	(5)	(10)			108
- altro		100	233	(23)	6	(20)		296
Special item dell'utile (perdita) operativo		1.223	(238)	1.021	296	86		2.388
Utile (perdita) operativo adjusted		8.640	193	21	370	(602)	(25)	8.597
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(362)	3	(36)	(1)	(525)		(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		312	(21)	37	10	43		381
Imposte sul reddito ^(a)		(5.154)	(75)	(64)	(104)	218	5	(5.174)
Tax rate (%)								64,2
Utile (perdita) netto adjusted		3.436	100	(42)	275	(866)	(20)	2.883
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi								7
- azionisti Eni								2.876
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								148
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(157)
Esclusione special item								2.885
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								2.876

(a) Escludono gli special item.

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2021		31 dicembre 2020	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			56.299		53.943
Diritto di utilizzo beni in leasing			4.821		4.643
Attività immateriali			4.799		2.936
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.053		995
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			7.181		7.706
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		1.902		1.037
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.804)		(1.361)
- passività per attività di investimento correnti	(vedi nota 11)	(16)			
- passività per attività di investimento non correnti	(vedi nota 11)	(87)			
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 8)	8		21	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 11)	23		11	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 18)	(1.732)		(1.393)	
Totale Capitale immobilizzato			74.251		69.899
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			6.072		3.893
Crediti commerciali	(vedi nota 8)		15.524		7.087
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(16.795)		(8.679)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			(3.678)		(2.198)
- passività per imposte sul reddito correnti		(648)		(243)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(374)		(360)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	(1.435)		(1.124)	
- passività per imposte differite		(4.835)		(5.524)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	(27)		(26)	
- attività per imposte sul reddito correnti		195		184	
- attività per imposte sul reddito non correnti		108		153	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	442		450	
- attività per imposte anticipate		2.713		4.109	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	182		181	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 8)	3		3	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 18)	(2)		(1)	
Fondi per rischi e oneri			(13.593)		(13.438)
Altre attività (passività), composti da:			(2.258)		(1.328)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 17)	39		22	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 8)	3.315		3.815	
- altre attività correnti	(vedi nota 11)	13.192		2.236	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 11)	824		1.061	
- accounti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 18)	(3.191)		(2.863)	
- altre passività correnti	(vedi nota 11)	(14.305)		(3.748)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 11)	(2.132)		(1.851)	
Totale Capitale di esercizio netto			(14.728)		(14.663)
Fondi per benefici ai dipendenti			(819)		(1.201)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			139		44
composte da:					
- attività destinate alla vendita		263		44	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(124)			
CAPITALE INVESTITO NETTO			58.843		54.079
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			44.519		37.493
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			27.794		26.686
- passività finanziarie a lungo termine		23.714		21.895	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.781		1.909	
- passività finanziarie a breve termine		2.299		2.882	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(8.254)		(9.413)
Titoli held-for-trading			(6.301)		(5.502)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		(4.252)		(203)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			8.987		11.568
Passività per beni in leasing, composti da:			5.337		5.018
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.389		4.169	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		948		849	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16^(a)			14.324		16.586
COPERTURE			58.843		54.079

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 20 al Bilancio consolidato.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2021		2020	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto		5.840		(8.628)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		8.568		12.641
- ammortamenti	7.063		7.304	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	167		3.183	
- radiazioni	387		329	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.091		1.733	
- altre variazioni	(194)		92	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	54			
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(102)		(9)
Dividendi, interessi e imposte		5.334		3.251
- dividendi	(230)		(150)	
- interessi attivi	(75)		(126)	
- interessi passivi	794		877	
- imposte sul reddito	4.845		2.650	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(3.146)		(18)
- rimanenze	(2.033)		1.054	
- crediti commerciali	(7.888)		1.316	
- debiti commerciali	7.744		(1.614)	
- fondi per rischi e oneri	(406)		(1.056)	
- altre attività e passività	(563)		282	
Dividendi incassati		857		509
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.726)		(2.049)
Interessi (pagati) incassati		(764)		(875)
- interessi incassati	28		53	
- interessi pagati	(792)		(928)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.861		4.822
Investimenti		(5.234)		(4.644)
- attività materiali	(4.950)		(4.407)	
- attività immateriali	(284)		(237)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.738)		(392)
- partecipazioni	(837)		(283)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(1.901)		(109)	
Disinvestimenti		404		28
- attività materiali	207		12	
- attività immateriali	1			
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	76			
- imposte pagate sulle dismissioni	(35)			
- partecipazioni	155		16	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		289		(735)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(2)			
- investimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(227)		(166)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	386		(757)	
- disinvestimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa	141		136	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(9)		52	
Free cash flow		5.582		(921)

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2021		2020	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		5.582		(921)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(4.743)		1.156
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.743)		1.156	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(244)		3.115
- assunzione di debiti finanziari non correnti	3.556		5.278	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.890)		(3.100)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(910)		937	
Rimborso di passività per beni in leasing		(939)		(869)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.780)		(1.968)
- acquisto di azioni proprie	(400)			
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(17)			
- dividendi pagati ad azionisti Eni	(2.358)		(1.965)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(5)		(3)	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.924		2.975
- emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	1.985		2.975	
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(61)			
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		52		(69)
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni	52		(69)	
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		(1.148)		3.419

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

I risultati economico-finanziari di Eni SpA di seguito illustrati risultano essere caratterizzati dalle seguenti operazioni:

► conferimento, operato con efficacia del 30 giugno 2021, del ramo d'azienda "Attività rinnovabili Italia" a Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e Luce SpA Società Benefit) nell'ambito del programma di integrazione del business retail Gas & Power con il business delle attività rinnovabili; in relazione a ciò le attività del business renewables hanno interes-

sato i risultati di Eni SpA per il solo primo semestre 2021;

- acquisizione, con efficacia del 31 dicembre 2021, del ramo d'azienda "Laboratori Sperimentali" da EniProgetti SpA;
- modifica della classificazione della Mozambique Rovuma Venture SpA da joint operation a joint venture in relazione all'ampliamento dello scope della società in ulteriori progetti minerari in Mozambico.

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica		38.249	18.017	28.496	20.232
Altri ricavi e proventi		474	405	430	69
Costi operativi		(34.490)	(19.645)	(28.785)	(14.845)
Altri proventi (oneri) operativi		(2.278)	(176)	112	(2.102)
Ammortamenti		(930)	(1.013)	(1.137)	83
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		(455)	(1.573)	(1.144)	1.118
Radiazioni		(1)		(2)	(1)
Risultato operativo		569	(3.985)	(2.030)	4.554
Proventi (oneri) finanziari		(207)	(299)	(279)	92
Proventi (oneri) su partecipazioni		6.918	6.519	5.677	399
Utile prima delle imposte		7.280	2.235	3.368	5.045
Imposte sul reddito		395	(628)	(390)	1.023
Utile netto		7.675	1.607	2.978	6.068

L'utile netto di Eni SpA di €7.675 milioni si incrementa di €6.068 milioni rispetto all'esercizio precedente.

Il miglioramento del risultato operativo di €4.554 milioni è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di business R&M (€1.933 milioni) per effetto principalmente della valutazione positiva delle scorte; escludendo tale valutazione, la performance è in calo rispetto all'esercizio 2020 e risente della straordinaria debolezza dello scenario di raffinazione e dei maggiori oneri per la CO₂; (ii) alla linea di business E&P (€1.692 milioni), per effetto essenzialmente del rafforzamento dello scenario prezzi e delle riprese di valore relative in particolare a giacimenti gas in Italia; (iii) alla

linea di business Global Gas & LNG Portfolio (€999 milioni), per effetto delle ottimizzazioni di portafoglio gas e le rinegoiazioni contrattuali catturando la fase di estrema volatilità del mercato che ha visto i prezzi spot raggiungere valori record, nonché alla crescita dei volumi di gas commercializzati in Italia per effetto della ripresa economica. L'aumento dei proventi netti su partecipazioni (€399 milioni) è riferito essenzialmente alle maggiori riprese di valore operate sulle partecipate. Le minori imposte sul reddito (€1.023 milioni) sono riferite alla circostanza che nel 2020 vennero operate svalutazioni di imposte anticipate in relazione alla previsione della loro recuperabilità.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito,

sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production		2.198	1.509	2.234	689
Global Gas & LNG Portfolio		18.374	5.702	9.433	12.672
Refining & Marketing		15.505	9.694	15.908	5.811
Power & Renewables		4.089	1.938	2.513	2.151
Corporate		976	876	921	100
Elisioni		(2.893)	(1.702)	(2.513)	(1.191)
		38.249	18.017	28.496	20.232