



Roma
30 luglio 2020

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

Eni: risultati del secondo trimestre e del semestre 2020

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

I Trim. 2020			II Trim.			I Sem.		
			2020	2019	var %	2020	2019	var %
50,26	Brent dated	\$/barile	29,20	68,82	(58)	39,73	66,01	(40)
1,103	Cambio medio EUR/USD		1,101	1,124	(2)	1,102	1,130	(2)
45,56	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	26,51	61,25	(57)	36,05	58,42	(38)
121	PSV	€/mgl mc	75	178	(58)	98	200	(51)
1.774	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.713	1.834	(7)	1.744	1.837	(5)
1.307	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	(434)	2.279	..	873	4.633	(81)
1.037	di cui: E&P		(807)	2.140	..	230	4.448	(95)
431	G&P		218	43	407	649	378	72
16	R&M e Chimica		73	51	43	89	33	..
59	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		(714)	562	..	(655)	1.554	..
0,02	per azione - diluito (€)		(0,20)	0,16		(0,18)	0,43	
(2.929)	Utile (perdita) netto ^(b)		(4.406)	424	..	(7.335)	1.516	..
(0,82)	per azione - diluito (€)		(1,23)	0,12		(2,05)	0,42	
1.953	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(c)		1.305	3.385	(61)	3.258	6.800	(52)
975	Flusso di cassa netto da attività operativa		1.403	4.515	(69)	2.378	6.612	(64)
1.905	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(d)		957	1.895	(49)	2.862	3.789	(24)
12.920	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		14.329	7.869	82	14.329	7.869	82
18.681	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		19.971	13.591	47	19.971	13.591	47
45.385	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		38.839	51.006	(24)	38.839	51.006	(24)
0,28	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,37	0,15		0,37	0,15	
0,41	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,51	0,27		0,51	0,27	

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

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) Misura Non-GAAP. Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri.

(d) Esclude bonus pagati per acquisto riserve, acquisizioni di equity interest ed altri item non organici.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2020 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Considero estremamente positiva la reattività mostrata da Eni nel semestre probabilmente più difficile che l'industria oil&gas abbia dovuto superare nella sua storia. I prezzi sono crollati insieme alla domanda per effetto della crisi sanitaria e delle tensioni geopolitiche. Solo un intervento straordinario dell'OPEC+ ha consentito di riportare un minimo di stabilità nel mercato, mentre la difficile uscita dalla pandemia mostra ancora elevati elementi di incertezza. In questo contesto Eni ha prontamente reagito rivedendo i suoi piani industriali nel 2020 e 2021 con l'intento di preservare la sua solidità patrimoniale. In particolare sono state identificate azioni di contenimento dei costi di funzionamento 2020 per €1,4 miliardi senza compromettere l'attuale occupazione, mentre gli investimenti sono stati ridotti di €2,6 miliardi principalmente nel business Upstream che risulta il più colpito dagli effetti della crisi. I business del gas, del retail e della bio-raffinazione hanno al contrario dimostrato una grande robustezza, facendo registrare risultati migliori di quelli 2019 nonostante gli effetti della pandemia e trainando i risultati consolidati al di sopra delle aspettative di mercato. Tutto ciò ci ha consentito di mantenere una generazione di cassa superiore all'esborso per investimenti e di non intaccare la riserva di liquidità di circa €18 miliardi al 30 giugno."

Highlight semestre/trimestre

Exploration & Production

- **Produzione d'idrocarburi: 1,71 milioni di boe/giorno** nel trimestre, -6,6% rispetto al periodo di confronto (1,74 milioni di boe/giorno nel semestre, -5,1%).

Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata dagli effetti del COVID-19 e dai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). La positiva performance registrata in Nigeria, Kazakhstan e Messico e i contributi del portafoglio (Norvegia) hanno più che compensato la minore spettanza in Libia dovuta agli effetti di un fattore contrattuale, cause di forza maggiore e minori attribuzioni in rapporto alla minore spesa.

- **Avviata nel primo trimestre la produzione di olio del giacimento Agogo**, nel Blocco 15/06 nell'offshore dell'**Angola**, ad appena nove mesi dalla scoperta, grazie alle sinergie con l'unità di floating production Ngoma nel West Hub.
- Completato in Algeria con rapido time-to-market il **progetto di valorizzazione del gas associato del Blocco 403** mediante la realizzazione di una pipeline di esportazione, che consentirà anche lo sviluppo dei campi a gas dei blocchi del Berkine North.
- **Portafoglio:**
 - **Angola:** assegnata l'operatorship del blocco esplorativo offshore 28 (quota Eni 60%) nei bacini di Namibe e Benguela;
 - **Norvegia:** assegnate alla JV Vår Energi **17 nuove licenze esplorative** nei tre bacini principali della piattaforma continentale, delle quali 7 con il ruolo di operatore.
- **Successi esplorativi:**
 - confermata a 1 miliardo di barili la stima di olio in posto della scoperta **Agogo** nel **Blocco 15/06** nell'offshore dell'Angola grazie ai risultati del secondo pozzo di appraisal;
 - scoperta a olio nel prospetto esplorativo **Saasken** nel **Blocco 10** nell'**offshore del Messico**. Stimati tra 200 e 300 milioni di barili di olio in posto;
 - scoperta a gas e condensati nel **prospetto esplorativo Mahani-1**, nell'onshore dell'**Emirato di Sharjah (EAU)**, nell'area della Concessione B a solo un anno dalla firma degli accordi di concessione;
 - scoperta a gas nella licenza di North El Hammad, nel **prospetto Bashrush** nel **Delta del Nilo** in prossimità dei giacimenti di Nooros e Baltim South West;
 - scoperta a olio nel prospetto esplorativo SWM-A-6X nella Concessione di **South West Meleiha** nel **Deserto Occidentale egiziano**. La produzione della concessione, iniziata a luglio 2019, ha raggiunto in un solo anno oltre 12.000 barili/giorno di olio grazie al contributo di nuove scoperte;
 - incrementato il potenziale della scoperta a gas e condensati di **Ken Bau**, nel Blocco Esplorativo 114 nell'**offshore del Vietnam**, stimato in 200-250 miliardi di metri cubi di gas in posto e 400-500 milioni di barili di condensato.
- **Utile operativo adjusted E&P:** perdita operativa adjusted di €0,81 miliardi nel trimestre, rispetto all'utile operativo adjusted di €2,14 miliardi del trimestre 2019; utile operativo adjusted di €0,23 miliardi nel semestre, -€4,2 miliardi rispetto al periodo di confronto. La flessione in entrambi i reporting period è dovuta alla rilevante contrazione dei prezzi degli idrocarburi e agli effetti indotti dal COVID-19.

Gas & Power

- Acquisito il 20% di **Tate s.r.l.**, start-up operante nell'attivazione e gestione di contratti di energia elettrica e gas tramite servizi digitali.

- Avviata partnership strategica tra Eni gas e luce e **OVO** per il lancio nel mercato francese di un servizio digitale volto alla sensibilizzazione dei clienti retail nell'utilizzo consapevole dell'energia e all'accesso a tecnologie a zero emissioni. Con questa iniziativa, Eni gas e luce consolida il proprio ruolo di advisor energetico nel segmento retail e contribuisce alla transizione energetica del Gruppo Eni.
- **Portafoglio clienti retail** in crescita +135 mila nuovi punti di fornitura rispetto alla fine del 2019 (+1,4%) per sviluppo attività in Italia e all'estero, nonostante l'impatto della pandemia.
- **Utile operativo adjusted G&P**: €0,22 miliardi nel trimestre, quintuplicato rispetto al trimestre 2019; €0,65 miliardi nel semestre, +72% rispetto al semestre 2019. L'incremento è dovuto all'ottima performance del business wholesale che ha beneficiato delle azioni di ottimizzazione del portafoglio degli asset gas e power in un mercato volatile. Solidi e in crescita i risultati del business retail, nonostante le minori vendite stagionali e gli impatti del COVID-19 sulla domanda e sul rischio controparte.

Refining & Marketing e Chimica

- **Bio-raffineria di Gela** in marcia stabile con volumi superiori al budget del 58%. In aumento il premio HVO sostenuto dall'elevata domanda di biocarburanti nei principali paesi europei (Germania, Francia) per il raggiungimento degli obblighi di immissione al consumo.
- **Riavviato l'impianto di Crescentino** a seguito dell'upgrading per la produzione di disinfettante a base di etanolo da sciroppo di glucosio da mais su formulazione OMS da utilizzare come presidio medico chirurgico; riavviata la centrale elettrica a biomasse. In corso studi per sviluppare il processo di produzione di bioplastiche da zuccheri di seconda generazione.
- Finalizzata a luglio l'acquisizione da parte di Versalis del 40% della società **Finproject**, attiva nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri, meno esposte alla volatilità dello scenario.
- Firmato un accordo con **COREPLA** (Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica) per lo studio di soluzioni per la valorizzazione delle plastiche usate attraverso tecnologie in fase di sviluppo da parte di Eni per processi di gassificazione e riciclo chimico (pirolisi).
- **Utile operativo adjusted di R&M**: €139 milioni nel trimestre, in netta ripresa rispetto al trimestre 2019, +€60 milioni, pari al 76% (€220 milioni nel semestre, pari al doppio). Il miglioramento è dovuto alla crescita del business biocarburanti con il ramp-up della bio-raffineria di Gela. Il marketing ha registrato una performance in calo, sia nel segmento rete che extrarete, per effetto della minore domanda di carburanti dovuta al lockdown.
- **Risultato operativo adjusted della Chimica**: perdita di €66 milioni nel trimestre (perdita di €131 milioni nel semestre) per effetto dei minori volumi di produzione/vendite a causa del calo della domanda dovuto alla crisi pandemica.

Energy Solutions, decarbonizzazione ed economia circolare

- **Programma di espansione della capacità di generazione di energia rinnovabile**: al 30 giugno 2020 la capacità installata è pari a 251 MW (+77 MW rispetto al 31 dicembre 2019).
- Nell'ambito della partnership con Falck Renewables per lo sviluppo di attività congiunte in USA, perfezionata l'**acquisizione del 49% di 5 impianti fotovoltaici** già in esercizio nel Paese (per complessivi **116 MW**) incluso un sistema di accumulo.
- Acquisiti da Asja Ambiente **tre progetti eolici** con una **potenza complessiva di 35,2 MW** e una produzione annua stimata di circa 81 GWh, che consentirà un risparmio di emissioni di CO₂ pari a 33.400 tonnellate all'anno. I tre impianti, attualmente in fase di costruzione, rappresentano il primo progetto eolico che Eni realizza in Italia.
- Avviato a luglio l'**impianto fotovoltaico di Volpiano** (18 MW), con una produzione attesa di 27 GWh/anno e una riduzione delle emissioni pari a 370.000 tonnellate di CO₂ lungo la vita utile dell'impianto.
- **Emissioni totali GHG dirette (Scope 1)** in calo nel semestre da 20,86 milioni tCO₂ eq. a 18,86 milioni tCO₂ eq.

Risultati consolidati

Risultati penalizzati dall'effetto combinato della recessione economica causata dal COVID-19 che ha ridotto la domanda energetica e dalle condizioni di oversupply di petrolio e gas.

- **Risultato operativo adjusted:** perdita operativa adjusted di €0,43 miliardi nel secondo trimestre (utile operativo adjusted di €2,28 miliardi del periodo di confronto). Primo semestre: utile operativo adjusted di €0,87 miliardi (-81% rispetto al 2019). Al netto dell'effetto scenario di -€2,6 miliardi e degli impatti del COVID-19 di -€0,3 miliardi¹, la performance del trimestre è stata positiva per +€0,2 miliardi; nel semestre la performance è stata positiva per +€0,3 miliardi.
- **Risultato netto adjusted:** perdita netta adjusted di €0,71 miliardi nel secondo trimestre e di €0,66 miliardi nel semestre, dovute alla flessione dell'utile operativo a cui si aggiunge l'aumento del tax rate consolidato a causa dello scenario depresso.
- **Risultato netto:** perdita netta di €4,41 miliardi e €7,34 miliardi rispettivamente nel secondo trimestre 2020 e nel primo semestre 2020, determinata dalla rilevazione di svalutazioni pre-tax di attività non correnti di €3,4 miliardi (di cui €2,8 miliardi rilevate nel secondo trimestre) riferite principalmente a asset oil&gas e impianti di raffinazione in funzione della revisione dello scenario dei prezzi/margini degli idrocarburi per un valore complessivo post-tax di €3,6 miliardi comprensivo di svalutazioni di crediti d'imposta (€3,5 miliardi rilevati nel secondo trimestre). L'adeguamento del valore contabile del magazzino ai prezzi correnti ha inciso per €1 miliardo.
- **Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted - prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino** - pari a €3,26 miliardi nel semestre (-52% vs. corrispondente periodo 2019); €1,31 miliardi nel trimestre (-61%). La flessione del semestre è attribuibile per -€3,5 miliardi all'effetto scenario, compresi gli effetti sui dividendi delle partecipate, per -€0,6 miliardi agli impatti COVID-19 e per -€0,3 miliardi al fair value dei derivati, mentre la performance è stata positiva per +€0,8 miliardi.
- **Generazione di cassa operativa:** circa €2,4 miliardi nel semestre (-64%); €1,4 miliardi nel trimestre (-69%).
- **Investimenti netti:** €2,86 miliardi nel semestre, ridotti del 24% grazie al piano di revisione dell'attività realizzato da marzo, finanziati interamente dal flusso di cassa adjusted.
- **Indebitamento finanziario netto:** €19,97 miliardi (€14,33 miliardi ante lease liability - IFRS 16) in aumento di €2,85 miliardi rispetto al 31 dicembre 2019.
- **Leverage:** 0,37 escludendo l'applicazione dell'IFRS 16, in aumento rispetto al 31 dicembre 2019 (0,24) e al 31 marzo 2020 (0,28). Includendo gli effetti dello IFRS 16: leverage a 0,51.

¹ Gli impatti COVID-19 comprendono effetti sulle produzioni per taglio capex e minore domanda gas, minori ritiri di GNL in Asia, minori volumi di produzione venduta in R&M e Chimica, maggiori accantonamenti per svalutazioni crediti (aggiornamento expected loss).

Outlook 2020

Si assume, in linea con i segnali positivi registrati a giugno/luglio, la graduale ripresa dei consumi globali di olio, gas ed energia elettrica, in particolare nei mercati di presenza, a partire dal secondo semestre dell'anno. Atteso un rimbalzo della domanda energetica nel 2021.

Valutati i possibili effetti strutturali della pandemia COVID-19 sulla domanda di idrocarburi, Eni ha rivisto le assunzioni di prezzo degli idrocarburi a lungo termine, riducendo la previsione relativa al petrolio di riferimento Brent a 60 \$/barile in termini reali 2023 rispetto ai precedenti 70 \$/barile (2021 e 2022 rispettivamente 48 e 55 \$/barile vs. precedenti 55 e 70 \$/barile). La previsione del prezzo del gas al PSV Italia è stata ridotta nel lungo termine del 30%. I margini di raffinazione sono stati rivisti in riduzione a breve termine.

Eni ha prontamente rivisto i piani industriali per adattare il business allo scenario di crisi dovuto alla pandemia COVID-19, mettendo in campo un insieme di azioni e di iniziative finalizzate a rafforzare la liquidità e la struttura patrimoniale, difendere la redditività e aumentare la resilienza allo scenario senza pregiudicare la capacità dell'azienda di tornare a crescere non appena le condizioni macro lo consentiranno, accelerando al tempo stesso l'evoluzione del business in chiave low carbon.

Data l'elevata volatilità dello scenario e la discontinuità in atto nelle economie mondiali, viene fornita per il 2020 un'analisi di sensitività del flusso di cassa adjusted a variazioni dei prezzi delle commodity.

La revisione dei piani e delle strategie aziendali a breve/medio termine prevede:

- **Riduzione dei capex 2020 di circa €2,6 miliardi**, pari a circa il 35% del budget originario; nuova guidance per l'anno pari a €5,2 miliardi. Per il 2021 programmati ulteriori €2,4 miliardi di tagli, pari al 30% di quanto originariamente previsto per lo stesso anno a piano. **Manovra capex concentrata quasi interamente nell'upstream.**
- **Produzione 2020 attesa a 1,71-1,76 mboe/g compresi i tagli OPEC+**, in linea con quanto precedentemente comunicato, sulla base dei tagli capex in risposta alla crisi del COVID-19, riduzione domanda gas mondiale (anch'essa in parte collegata alla pandemia) ed estensione della forza maggiore in Libia per tutto il 2020.
- Implementazione di un **programma di ottimizzazione costi** con risparmi attesi nel 2020 di **circa €1,4 miliardi**; analogo ammontare previsto per il 2021.
- Allo scenario 2020 di 40 \$/barile previsto un **flusso di cassa ante variazioni del working capital adjusted** di €6,5 miliardi, in grado di finanziare i capex previsti per il 2020. Rispetto alla stima iniziale di €11,5 miliardi allo scenario di 60 \$/barile, la flessione dei prezzi degli idrocarburi incide per circa -€4,5 miliardi e gli impatti del COVID-19 per circa -€1,7 miliardi, attenuati dai cost saving e performance per €1,2 miliardi.
- **Analisi di sensitività**: stimata una variazione del flusso di cassa di circa €170 milioni per 1 \$/barile di variazione del prezzo del petrolio Brent e di proporzionali variazioni dei prezzi del gas, applicabile per scostamenti di 5-10 \$/barile rispetto allo scenario considerato, prima di ulteriori azioni correttive da parte del management ed esclude gli effetti sul flusso di dividendi da partecipazioni.
- **Utile operativo adjusted 2020 mid-downstream** (G&P, R&M con ADNOC pro-forma e Versalis): €0,8 miliardi.
- **Liquidità**: Eni ben posizionata per superare l'attuale downturn del mercato grazie alla **resilienza del portafoglio di asset oil&gas a contenuto break-even ed alla solida situazione patrimoniale**. Al 30 giugno 2020, la Società dispone di una **riserva di liquidità** di circa €17,7 miliardi di cui €6,5 miliardi di attivi di tesoreria, €6 miliardi investiti in attività liquide, €0,5 miliardi di crediti finanziari a breve e €4,7 miliardi di linee di credito committed.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

I Trim. 2020			II Trim. 2020			I Sem. 2020		
			2019	var %	2019	var %		
Produzioni								
892	Petrolio	mgl di barili/g	853	867	(1,6)	873	877	(0,5)
135	Gas naturale	mln di metri cubi/g	132	148	(10,8)	133	147	(9,5)
1.774	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.713	1.834	(6,6)	1.744	1.837	(5,1)
Prezzi medi di realizzo								
43,58	Petrolio	\$/barile	24,24	63,52	(62)	33,49	60,70	(45)
151	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	120	173	(31)	136	186	(27)
33,71	Idrocarburi	\$/boe	21,56	45,18	(52)	27,50	45,00	(39)

- La **produzione di idrocarburi** nel secondo trimestre di 1,713 milioni di boe/giorno (1,744 milioni di boe/giorno nel primo semestre) è diminuita del 7% rispetto al periodo di confronto (-5% nel primo semestre). Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata dagli effetti del COVID-19 e dai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). La positiva performance registrata in Nigeria, Kazakhstan e Messico e i contributi del portafoglio (Norvegia) hanno più che compensato la minore spettanza in Libia dovuta agli effetti di un fattore contrattuale, cause di forza maggiore e minori attribuzioni in rapporto alla minore spesa.
- La **produzione di petrolio** è stata di 853 mila barili/giorno, -2% rispetto al secondo trimestre 2019 (873 mila barili/giorno nel primo semestre, in linea con il corrispondente periodo del 2019). La crescita produttiva in Kazakhstan e il ramp-up produttivo in Messico sono stati compensati dalla riduzione in Libia e dal declino dei giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 132 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre, in riduzione di 16 milioni di metri cubi/giorno, pari a circa l'11% rispetto al corrispondente periodo del 2019 (133 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre, -10%). La minore produzione in Libia e la ridotta domanda gas in alcuni mercati regionali (in particolare in Egitto) e GNL sono state parzialmente compensate dalla crescita in Nigeria e Kazakhstan.

Risultati

I Trim. 2020		II Trim. 2020			I Sem. 2020		
		2019	var %	2019	var %		
715	Utile (perdita) operativo	(2.393)	2.136	..	(1.678)	4.425	..
322	Esclusione special items	1.586	4		1.908	23	
1.037	Utile (perdita) operativo adjusted	(807)	2.140	..	230	4.448	(95)
(115)	Proventi (oneri) finanziari netti	(54)	(79)		(169)	(203)	
(59)	Proventi (oneri) su partecipazioni	102	86		43	148	
(651)	Imposte sul reddito	(26)	(1.415)		(677)	(2.590)	
212	Utile (perdita) netto adjusted	(785)	732	..	(573)	1.803	..
I risultati includono:							
175	Costi di ricerca esplorativa:	261	189	38	436	306	42
55	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	45	64		100	146	
120	- radiazione di pozzi di insuccesso	216	125		336	160	
1.258	Investimenti tecnici	760	1.676	(55)	2.018	3.662	(45)

- Nel secondo trimestre 2020 il settore **Exploration & Production** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €807 milioni rispetto all'utile operativo adjusted di €2.140 milioni nel corrispondente periodo 2019. L'effetto scenario che spiega circa il 90% della contrazione dell'EBIT riflette il crollo delle quotazioni del petrolio (-58% per il riferimento Brent) e del prezzo del gas in tutte le aree geografiche (in particolare -58% per il prezzo spot al punto di scambio virtuale del mercato italiano PSV) che hanno trainato al ribasso i prezzi di realizzo degli idrocarburi di produzione. Inoltre il risultato di periodo sconta la perdita connessa alla commercializzazione di volumi di gas libico non equity, che sono esitati nel mercato europeo.

Quest'ultimo effetto non è considerato nei prezzi di realizzo del gas di cui alla tabella di pag. 6 che sono relativi al solo gas equity.

La riduzione del risultato è dovuta anche all'effetto negativo volume/mix e ai maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso, parzialmente compensati dai saving dei costi operativi.

Nel primo semestre 2020 l'utile operativo adjusted di €230 milioni è diminuito di €4,22 miliardi di cui -€3,6 miliardi dovuti allo scenario.

- Il settore ha riportato una **perdita netta adjusted** in entrambi i reporting period (-€785 milioni nel trimestre; -€573 milioni nel semestre) a causa della riduzione dell'utile operativo e del peggioramento del risultato delle società valutate ad equity, in particolare la quota di competenza Eni del risultato della JV Vår Energi (in riduzione di €57 milioni nel semestre) e il risultato della società Angola LNG (in riduzione di €51 milioni nel semestre) in relazione al sensibile peggioramento dello scenario.
- Il tax rate adjusted del semestre è stato influenzato negativamente e in maniera rilevante dallo scenario che da un lato ha ridotto la capacità d'iscrivere imposte differite attive sulle perdite di periodo in funzione delle minori proiezioni di imponibili futuri, determinando peraltro la concentrazione dei risultati ante imposte positivi in Paesi a maggiore fiscalità, dall'altro ha reso molto più evidente il peso di fenomeni quali l'indeducibilità/non recuperabilità di alcune voci di costo (ad es. i costi sostenuti nell'ambito di licenze in fase esplorativa) e la disottimizzazione fiscale connessa alla non deducibilità del margine negativo sulla commercializzazione del gas libico di competenza del partner, il cui ammontare è incrementato in misura notevole a causa dell'ampliamento del differenziale tra prezzi del gas oil-linked e prezzi spot in Europa.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 11.

Gas & Power

Vendite

I Trim.		II Trim.			I Sem.			
2020		2020	2019	var %	2020	2019	var %	
121	PSV	€/mgl di metri cubi	75	178	(58)	98	200	(51)
102	TTF		57	137	(58)	80	167	(52)
Vendite di gas naturale		mid di metri cubi						
8,97	Italia		9,13	9,69	(6)	18,10	20,46	(12)
6,83	Resto d'Europa		3,87	5,97	(35)	10,70	13,97	(23)
0,96	di cui: Importatori in Italia		0,98	1,10	(11)	1,94	2,12	(8)
5,87	Mercati europei		2,89	4,87	(41)	8,76	11,85	(26)
0,95	Resto del Mondo		0,92	2,14	(57)	1,87	4,70	(60)
16,75	Totale vendite gas mondo		13,92	17,80	(22)	30,67	39,13	(22)
2,50	di cui: vendite di GNL		2,00	2,20	(9)	4,50	4,90	(8)
9,89	Vendita di energia elettrica	terawattora	8,38	9,25	(9)	18,27	19,39	(6)

- Nel secondo trimestre le **vendite di gas naturale** di 13,92 miliardi di metri cubi sono diminuite del 22% rispetto al trimestre 2019 (30,67 miliardi di metri cubi, -22% nel primo semestre). Le vendite in Italia (-6% a 9,13 miliardi di metri cubi nel trimestre; -12% a 18,10 miliardi di metri cubi nel semestre) si riducono principalmente a causa di minori vendite stagionali e del rallentamento dell'attività economica indotto dalle misure di contenimento in Italia e in Europa della diffusione del COVID-19. Le vendite nei mercati europei (2,89 miliardi di metri cubi e 8,76 miliardi di metri cubi rispettivamente nel trimestre e nel semestre) sono diminuite del 41% e del 26% rispettivamente nei due reporting period a causa dello scenario di crisi dei consumi, in particolare in Turchia per minori ritiri da parte di Botas ed in Germania anche per le azioni di ottimizzazione.
- Le **vendite di energia elettrica** pari a 8,38 TWh nel trimestre (18,27 TWh nel semestre) sono in diminuzione del 9% (-6% nel semestre) a seguito del rallentamento dell'attività economica indotto dalle misure di contenimento della pandemia.

Risultati

I Trim.		II Trim.			I Sem.			
2020		2020	2019	var %	2020	2019	var %	
208	Utile (perdita) operativo	(€ milioni)	182	139	31	390	347	12
223	Esclusione special item		36	(96)		259	31	
431	Utile (perdita) operativo adjusted		218	43	407	649	378	72
274	- Gas & LNG Marketing and Power		192	23	..	466	212	..
157	- Eni gas e luce		26	20	30	183	166	10
	Proventi (oneri) finanziari netti		(1)	(1)		(1)	1	
(1)	Proventi (oneri) su partecipazioni		(4)	(6)		(5)	1	
(113)	Imposte sul reddito		(99)	(10)		(212)	(115)	
317	Utile (perdita) netto adjusted		114	26	..	431	265	63
57	Investimenti tecnici		52	57	(9)	109	99	10

- Nel secondo trimestre il settore **Gas & Power** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €218 milioni (€649 milioni nel primo semestre, +72%), quintuplicato rispetto allo stesso periodo 2019. Il miglioramento della performance operativa del business GLP nei due reporting period è dovuto alle azioni di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e power che hanno fatto leva sull'elevata volatilità dei prezzi. Tale positivo andamento è stato in parte compensato dalla flessione dei risultati del business GNL dovuta all'impatto di rilevanti proporzioni che la pandemia COVID-19 ha avuto sulla domanda asiatica causando oversupply e conseguente pressione sui prezzi anche considerando la ridotta disponibilità a ritirare i volumi contrattualizzati da parte dei buyer asiatici. In miglioramento la performance del business retail (+€6 milioni l'utile operativo adjusted vs. trimestre 2019; +30%) nonostante il calo delle vendite dovuto ai minori consumi causati dalla recessione economica e i maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti in funzione dell'atteso deterioramento del rischio controparte che sono stati più che compensati dalle azioni commerciali/efficienza, dal contributo del business extra-commodity in Italia e dallo sviluppo del business in Francia e Grecia.
- Il settore ha chiuso il trimestre con l'**utile netto adjusted** di €114 milioni (+€88 milioni rispetto al secondo trimestre 2019). Nel semestre l'utile netto adjusted si attesta a €431 milioni in aumento del 63%.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 11.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

I Trim.		II Trim.			I Sem.			
2020		2020	2019	var %	2020	2019	var %	
3,6	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	2,3	3,7	(38)	2,9	3,6	(19)
4,06	Lavorazioni in conto proprio Italia	mIn ton	3,15	5,25	(40)	7,21	10,19	(29)
0,55	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,50	0,38	32	1,05	0,79	33
1,42	Lavorazioni in conto proprio Medio Oriente (ADNOC Refining 20%)		1,69			3,11		
6,03	Totale lavorazioni		5,34	5,63	(5)	11,37	10,98	4
74	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	60	88		67	87	
188	Lavorazioni bio	mgl ton	188	19	..	376	100	..
Marketing								
1,64	Vendite rete Europa	mIn ton	1,32	2,10	(37)	2,96	4,05	(27)
1,12	Vendite rete Italia		0,89	1,48	(40)	2,01	2,86	(30)
0,52	Vendite rete resto d'Europa		0,43	0,62	(31)	0,95	1,19	(20)
23,2	Quota mercato rete Italia	%	23,9	23,4		23,6	23,7	
2,08	Vendite extrarete Europa	mIn ton	1,75	2,57	(32)	3,83	4,83	(21)
1,51	Vendite extrarete Italia		1,16	1,98	(41)	2,67	3,67	(27)
0,57	Vendite extrarete resto d'Europa		0,59	0,59		1,16	1,16	
Chimica								
0,89	Vendite prodotti petrolchimici	mIn ton	1,02	1,12	(9)	1,90	2,16	(12)
58	Tasso utilizzo impianti	%	60	69		59	67	

- Nel secondo trimestre 2020 il **marginale di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin) ha registrato valori non remunerativi: 2,3 \$/barile la media del periodo, in riduzione del 38% rispetto al 2019 (2,9 \$/barile nel primo semestre; -19%) a causa della contrazione degli spread dei prodotti guida (soprattutto gasolio e jet fuel) rispetto al costo del greggio a partire in particolare dall'implementazione dei tagli produttivi dell'OPEC+ che hanno sostenuto il prezzo della carica in un contesto di debolezza dei mercati di sbocco dei prodotti. Inoltre, la riduzione di offerta di Ural ha comportato un deciso apprezzamento di quest'ultimo rispetto ai greggi light-sweet, come il Brent, fenomeno insolito a testimonianza della rilevanza delle dislocazioni di mercato, determinando una rilevante riduzione del premio di conversione (+0,2 \$/barile la media del trimestre).
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** al netto della variazione di perimetro connessa all'acquisizione del 20% di ADNOC Refining con efficacia 1° agosto 2019, sono pari a 3,65 milioni di tonnellate, -35% rispetto al trimestre 2019, per effetto della riduzione del tasso di utilizzo delle raffinerie dovuta alla crisi della domanda come conseguenza del COVID-19 e della saturazione degli stoccaggi. Nel semestre le lavorazioni, a perimetro omogeneo, sono pari a 8,26 milioni di tonnellate con una riduzione del 25% per gli stessi driver del trimestre.
- I **volumi di lavorazione bio** pari a 188 mila tonnellate hanno registrato un significativo aumento a seguito dell'avvio produttivo della bio-raffineria di Gela avvenuto ad agosto 2019 e per le minori fermate presso Venezia. Nel semestre le lavorazioni sono pari a 376 mila tonnellate in aumento per gli stessi driver menzionati nel trimestre.
- Le **vendite rete in Italia** del trimestre pari a 0,89 milioni di tonnellate, -40% (2,01 milioni di tonnellate, -30% nel semestre) risultano in contrazione su tutti i segmenti per il forte calo dei consumi a seguito delle misure restrittive in risposta al COVID-19 con pesanti limitazioni agli spostamenti delle persone. La quota di mercato del trimestre si è attestata a 23,9% (23,4% nel trimestre 2019).
- Le **vendite extrarete in Italia** di 1,16 milioni di tonnellate si riducono del 41% rispetto al trimestre 2019 (2,67 milioni di tonnellate nel semestre; -27%) per effetto in particolare delle minori vendite di jet fuel, i cui consumi si sono ridotti a causa del lockdown per contenere la diffusione del COVID-19.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 1,02 milioni di tonnellate, in riduzione del 16% rispetto al trimestre 2019 (2,11 milioni di tonnellate, -10% nel semestre), riflettono principalmente i minori volumi commercializzati in Austria, Francia, Svizzera e Spagna, per effetto della minore domanda dovuta al lockdown solo in parte compensati da maggiori vendite in Germania in seguito al riavvio di Vohburg.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel trimestre di 1,02 milioni di tonnellate sono diminuite del 9% (-12% nel semestre). La flessione si riferisce in particolare a intermedi e elastomeri, a causa della minore domanda da parte dei principali settori di utilizzo, in particolare l'automotive, dovuta alla contrazione dell'attività economica globale a causa delle misure di lockdown per il contenimento della

diffusione del COVID-19. Tali trend sono stati attenuati da una maggiore richiesta di polietilene e stirenici per prodotti per l'emergenza sanitaria e per il settore del packaging.

- I **margini dei prodotti chimici** hanno registrato un recupero nei segmenti degli intermedi e del polietilene trainati dalla richiesta di mercato e dalla minore disponibilità di prodotti da importazione extra europea; negli altri segmenti (stirenici ed elastomeri) margini in linea all'esercizio precedente in funzione del debole scenario macroeconomico. In particolare, il margine del cracker ha registrato una significativa ripresa nel momento di maggior crisi del mercato petrolifero (marzo-aprile); tuttavia tale trend ha registrato un'inversione successivamente all'implementazione dei tagli produttivi dell'OPEC+ che hanno sostenuto il costo della carica.

Risultati

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2020		2020	2019	var %	2020	2019	var %
(€ milioni)							
(1.910)	Utile (perdita) operativo	(392)	(96)	..	(2.302)	332	..
1.691	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(321)	(42)		1.370	(444)	
235	Esclusione special item	786	189		1.021	145	
16	Utile (perdita) operativo adjusted	73	51	43	89	33	..
81	- Refining & Marketing	139	79	76	220	107	..
(65)	- Chimica	(66)	(28)	..	(131)	(74)	(77)
(8)	Proventi (oneri) finanziari netti	1	(5)		(7)	(12)	
(10)	Proventi (oneri) su partecipazioni	(19)	(14)		(29)	7	
(62)	Imposte sul reddito	25	(29)		(37)	(40)	
(64)	Utile (perdita) netto adjusted	80	3	..	16	(12)	..
235	Investimenti tecnici	142	229	(38)	377	417	(10)

- Nel secondo trimestre 2020 il business **Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €139 milioni, +€60 milioni rispetto all'utile operativo del trimestre 2019 (€220 milioni di utile operativo adjusted nel primo semestre 2020, in miglioramento di €113 milioni). Nonostante la forte riduzione delle lavorazioni tradizionali e il peggioramento dei margini a causa dell'effetto COVID-19, la raffinazione ha registrato una performance positiva grazie in particolare all'incremento dei margini e dei volumi delle lavorazioni bio, che hanno beneficiato del contributo della bio-raffineria di Gela avviata ad agosto 2019. I business commerciali hanno registrato performance in calo sia nel segmento rete che nell'extrarete, per effetto della pesante caduta dei volumi a causa delle misure di lockdown a fronte dell'emergenza COVID-19, solo in parte compensate da azioni di ottimizzazione ed efficienza.
- Nel secondo trimestre 2020 il business della **Chimica** ha registrato una **perdita operativa adjusted** pari a €66 milioni, in peggioramento rispetto al secondo trimestre 2019. Nel primo semestre la perdita operativa adjusted si attesta a €131 milioni (un peggioramento del 77% rispetto al periodo di confronto). Il risultato è stato influenzato dal già debole andamento della domanda dei principali settori utilizzatori di elastomeri, in particolare l'automotive, che è stato poi accentuato dal peggioramento del quadro economico globale a seguito dell'emergenza COVID-19, nonché dalla minore disponibilità di prodotto causata dal prolungamento delle fermate manutentive di impianti in relazione all'emergenza sanitaria (in particolare steam cracking di Priolo e Brindisi). Tali sviluppi sono stati attenuati dalla ripresa dei margini del polietilene trainato dalla richiesta di mercato e dalla riduzione delle importazioni extra europee.
- Il **risultato netto adjusted** è stato pari ad un utile netto di €80 milioni, rispetto all'utile netto adjusted di €3 milioni del trimestre 2019, per effetto del miglioramento della performance operativa e dei dividendi di società partecipate valutate al fair value through OCI, in parte compensati dalla perdita della partecipazione in ADNOC Refining a causa dallo scenario margini in Medio Oriente e di una fermata manutentiva programmata. Nel semestre l'utile netto adjusted è stato pari a €16 milioni (perdita netta adjusted di €12 milioni nel periodo di confronto).

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 11.

Risultati di Gruppo

I Trim. 2020	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
13.873	Ricavi della gestione caratteristica	8.157	18.440	(56)	22.030	36.980	(40)
(1.095)	Utile (perdita) operativo	(2.680)	2.231	..	(3.775)	4.749	..
1.577	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(183)	(74)		1.394	(346)	
825	Esclusione special item ^(a)	2.429	122		3.254	230	
1.307	Utile (perdita) operativo adjusted	(434)	2.279	..	873	4.633	(81)
	Dettaglio per settore di attività						
1.037	Exploration & Production	(807)	2.140	..	230	4.448	(95)
431	Gas & Power	218	43	407	649	378	72
16	Refining & Marketing e Chimica	73	51	43	89	33	..
(211)	Corporate e altre attività	(138)	(127)	(9)	(349)	(264)	(32)
34	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)	220	172		254	38	
(2.929)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	(4.406)	424	..	(7.335)	1.516	..
1.118	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(127)	(52)		991	(244)	
1.870	Esclusione special item ^(a)	3.819	190		5.689	282	
59	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	(714)	562	..	(655)	1.554	..

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

Risultati adjusted

- Nel secondo trimestre 2020 il Gruppo Eni ha conseguito la **perdita operativa adjusted** di €434 milioni (-€2,7 miliardi rispetto allo stesso periodo del 2019). Al netto dell'effetto scenario di -€2,6 miliardi e degli impatti del COVID-19 di -€0,3 miliardi², la performance è stata positiva per +€0,2 miliardi per effetto dei driver descritti nel commento dei business.
- Nel primo semestre 2020 l'**utile operativo adjusted** di €873 milioni è diminuito di €3,76 miliardi rispetto allo stesso periodo del 2019. Al netto dell'effetto scenario di -€3,6 miliardi e degli impatti del COVID-19 di -€0,5 miliardi², la performance è stata positiva per +€0,3 miliardi per effetto dei driver descritti nel commento dei business.
- Il Gruppo ha conseguito la **perdita netta adjusted** pari a €714 milioni e €655 milioni, rispettivamente nel secondo trimestre e nel primo semestre, per effetto della flessione della performance operativa, dei minori risultati delle JV e altre partecipazioni industriali a causa del deterioramento del quadro macroeconomico e dell'andamento del tax rate.

Il crollo dello scenario causato dal COVID-19 ha avuto effetti particolarmente significativi sul tax rate adjusted di Gruppo del semestre (v. la riconduzione a pag. 21). Il principale driver è il tax rate E&P penalizzato dalla ridotta capacità d'iscrizione di imposte differite attive sulle perdite di periodo a causa delle minori proiezioni di redditi imponibili futuri, dalla concentrazione dell'utile ante imposte in Paesi a più elevata fiscalità (quali Egitto, Emirati Arabi Uniti, Libia e Algeria), dalla maggiore incidenza dei costi indeducibili/non recuperabili (quali i costi sostenuti nell'ambito di licenze in fase esplorativa), nonché dalla disottimizzazione fiscale connessa all'ineducibilità della perdita sulla commercializzazione del gas libico di competenza del partner, il cui ammontare peraltro è incrementato in misura notevole a causa dell'ampliamento del differenziale tra prezzi del gas oil-linked e prezzi spot in Europa. Inoltre il tax rate del Gruppo ha risentito della circostanza che nei settori mid-downstream il recupero fiscale relativo alle perdite di periodo sconta tax rate significativamente inferiori a quelli della E&P.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €2.429 milioni (€3.254 milioni nel semestre) con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €1.586 milioni (€1.908 milioni nel semestre) riferiti principalmente a svalutazioni di proprietà oil&gas in produzione/sviluppo (€1.681 milioni, di cui €1,5 miliardi nel secondo trimestre), i cui driver sono stati la revisione dello scenario prezzi di lungo termine degli idrocarburi a 60 \$/barile e

² Gli impatti COVID-19 comprendono effetti sulle produzioni per taglio capex e minore domanda gas, minori ritiri di GNL in Asia, minori volumi di produzione venduta in R&M e Chimica, maggiori accantonamenti per svalutazioni crediti (aggiornamento expected loss).

l'indotta rimodulazione degli investimenti per privilegiare la generazione di cassa degli anni 2020-2021. Le svalutazioni hanno riguardato principalmente asset in Italia, USA, Algeria, Turkmenistan e Congo. Gli altri special item comprendono: perdite di crediti di prodotto per allineamento ai valori correnti (€46 milioni e €134 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre), accantonamenti a fondo rischi (€58 milioni e €85 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre);

- **G&P:** oneri netti di €36 milioni (€259 milioni nel semestre) rappresentati dalla: componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€26 milioni e €210 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre); riclassifica del saldo negativo di €56 milioni (-€10 milioni nel semestre) relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione; differenza negativa tra la variazione delle rimanenze gas valorizzate a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e la valorizzazione gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate ed inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (€52 milioni nel semestre e €64 milioni nel trimestre);
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €786 milioni (€1.021 milioni nel semestre) riferiti principalmente a svalutazioni di impianti di raffinazione (€994 milioni, di cui €0,86 miliardi nel secondo trimestre) in funzione della revisione dello scenario margini dovuta alle aspettative di minori spread dei prodotti e di apprezzamento dei greggi medium-sour verso il riferimento light-sweet Brent. Gli altri special item sono riferiti a oneri ambientali (€46 milioni e €61 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre), nonché la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (provento di €183 milioni e €98 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre).

Gli **special item delle partecipazioni** comprendono nel semestre: (i) €758 milioni di oneri per la Vår Energi relativi a svalutazioni di proprietà oil&gas dovute alla revisione dello scenario petrolifero e differenze cambio 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 "copertura naturale" (natural hedge); (ii) un onere di €296 milioni relativi a svalutazioni in funzione dello scenario margini e all'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti di ADNOC Refining; (iii) oneri di €235 milioni relativi a Saipem.

Risultati reported

Nel semestre 2020 il Gruppo Eni ha registrato una **perdita netta di competenza degli azionisti** di €7.335 milioni rispetto all'utile netto di €1.516 milioni del corrispondente periodo 2019, di cui circa €3,8 miliardi di perdita operativa.

Oltre ai fattori descritti nel commento della performance di business, il risultato operativo è stato penalizzato dalla rilevazione di €2,75 miliardi di svalutazioni di attività non-correnti, principalmente proprietà oil&gas e raffinerie, a causa della revisione dello scenario dei prezzi/margini degli idrocarburi e dall'effetto della rilevante discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo (-€1,4 miliardi).

La gestione delle partecipazioni in joint venture e altre iniziative industriali evidenzia una perdita di €1.379 milioni influenzata, oltre che dal deterioramento dello scenario, dalla rilevazione di oneri straordinari nei bilanci delle partecipate per svalutazioni di asset, scorte e differenze valutative su cambi in funzione del forte apprezzamento del dollaro su tutte le valute.

Infine, il risultato del semestre è stato penalizzato dalla rilevazione di oneri d'imposta connessi alla svalutazione di oneri fiscali per €0,8 miliardi dovuta alla proiezione di minori redditi imponibili futuri.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var. ass.	2020	2019	var. ass.
(2.927)	Utile (perdita) netto	(4.405)	425	(4.830)	(7.332)	1.520	(8.852)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
3.335	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	4.970	2.330	2.640	8.305	4.284	4.021
(3)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(1)	(21)	20	(4)	(26)	22
721	- dividendi, interessi e imposte	1.245	1.701	(456)	1.966	3.183	(1.217)
685	Variazione del capitale di esercizio	3	1.056	(1.053)	688	(534)	1.222
156	Dividendi incassati da partecipate	172	625	(453)	328	1.155	(827)
(738)	Imposte pagate	(334)	(1.363)	1.029	(1.072)	(2.516)	1.444
(254)	Interessi (pagati) incassati	(247)	(238)	(9)	(501)	(454)	(47)
975	Flusso di cassa netto da attività operativa	1.403	4.515	(3.112)	2.378	6.612	(4.234)
(1.590)	Investimenti tecnici	(978)	(1.997)	1.019	(2.568)	(4.236)	1.668
(222)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(42)	(21)	(21)	(264)	(51)	(213)
8	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	13	32	(19)	21	38	(17)
(93)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(300)	(27)	(273)	(393)	41	(434)
(922)	Free cash flow	96	2.502	(2.406)	(826)	2.404	(3.230)
(735)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	1.198	(57)	1.255	463	(122)	585
(452)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.359	(453)	3.812	2.907	(663)	3.570
(249)	Rimborso di passività per beni in leasing	(213)	(167)	(46)	(462)	(397)	(65)
	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.537)	(1.525)	(12)	(1.537)	(1.525)	(12)
5	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(17)	(6)	(11)	(12)	2	(14)
(2.353)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	2.886	294	2.592	533	(301)	834
1.953	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	1.305	3.385	(2.080)	3.258	6.800	(3.542)

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var. ass.	2020	2019	var. ass.
(922)	Free cash flow	96	2.502	(2.406)	(826)	2.404	(3.230)
(249)	Rimborso di passività per beni in leasing	(213)	(167)	(46)	(462)	(397)	(65)
(66)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(1)		(1)	(67)		(67)
(206)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	246	(1)	247	40	(62)	102
	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.537)	(1.525)	(12)	(1.537)	(1.525)	(12)
(1.443)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(1.409)	809	(2.218)	(2.852)	420	(3.272)
	Effetti prima applicazione IFRS 16		(13)	13		(5.759)	5.759
249	Rimborsi lease liability	213	167	46	462	397	65
(362)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(94)	(58)	(36)	(456)	(360)	(96)
(113)	Variazione passività per beni in leasing	119	96	23	6	(5.722)	5.728
(1.556)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	(1.290)	905	(2.195)	(2.846)	(5.302)	2.456

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre è stato di €2.378 milioni (€1.403 milioni nel secondo trimestre), con una flessione del 64% rispetto al periodo di confronto a causa del deterioramento dello scenario e della circostanza che il flusso di cassa netto da attività operativa del semestre 2019 comprendeva maggiori dividendi pagati dalla joint venture Vår Energi (€1.047 milioni nel primo semestre 2019 vs. €190 milioni nel semestre attuale).

Il flusso di cassa del capitale circolante positivo per €688 milioni nel semestre risente del minore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2019 (-€0,8 miliardi); inoltre è influenzato dalla riduzione del valore contabile delle scorte per effetto scenario.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €3.258 milioni (€1.305 milioni nel trimestre) con una riduzione del 52% rispetto allo stesso periodo 2019. La flessione è dovuta per -€3,5 miliardi all'effetto scenario, compresi gli effetti sui dividendi delle partecipate, per -€0,6 miliardi agli impatti COVID-19 e per -€0,3 miliardi al fair value dei derivati, mentre la performance è stata positiva per +€0,8 miliardi.

Il cash tax rate di Gruppo è risultato pari al 34% (32% nel semestre 2019).

I fabbisogni per gli **investimenti del periodo tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €2.832 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione di Evolvere e di una partecipazione in Falck Renewables. Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati dai partner egiziani (€0,2 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti

sono stati di €2,86 miliardi, in riduzione del 24% vs. primo semestre 2019 grazie ai tagli attivati nella revisione del piano industriale 2020-2021 in risposta alla crisi del COVID-19, interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	30 Giu. 2020	31 Dic. 2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	58.627	62.192	(3.565)
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.285	5.349	(64)
Attività immateriali	3.086	3.059	27
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	892	1.371	(479)
Partecipazioni	8.320	9.964	(1.644)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.289	1.234	55
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.866)	(2.235)	369
	75.633	80.934	(5.301)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.158	4.734	(576)
Crediti commerciali	6.553	8.519	(1.966)
Debiti commerciali	(7.943)	(10.480)	2.537
Attività (passività) tributarie nette	(2.990)	(1.594)	(1.396)
Fondi per rischi e oneri	(13.738)	(14.106)	368
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.729)	(1.864)	135
	(15.689)	(14.791)	(898)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.152)	(1.136)	(16)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	18	18	
CAPITALE INVESTITO NETTO	58.810	65.025	(6.215)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	38.767	47.839	(9.072)
Interessenze di terzi	72	61	11
Patrimonio netto	38.839	47.900	(9.061)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	14.329	11.477	2.852
Passività per beni leasing	5.642	5.648	(6)
- di cui working interest Eni	3.766	3.672	94
- di cui working interest follower	1.876	1.976	(100)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	19.971	17.125	2.846
COPERTURE	58.810	65.025	(6.215)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,37	0,24	0,13
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,51	0,36	0,15
Gearing	0,34	0,26	0,08

- Al 30 giugno 2020, il **capitale immobilizzato** si riduce di €5.301 milioni per effetto essenzialmente delle svalutazioni di impianti e degli ammortamenti, non compensati dagli investimenti di periodo, della riduzione della voce "Partecipazioni" dovuta alle minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto delle partecipazioni in Vår Energi e ADNOC Refining, nonché della svalutazione delle scorte d'obbligo di olio e prodotti a seguito della flessioni delle quotazioni.
- Il **capitale di esercizio netto** (-€15.689 milioni) diminuisce di €898 milioni per effetto essenzialmente della riduzione del valore di libro delle scorte (-€576 milioni) per effetto scenario, delle svalutazioni di imposte differite attive in funzione della riduzione delle proiezioni future di redditi imponibili e della riduzione dei crediti commerciali, in parte compensati dalla riduzione dei debiti commerciali (-€2.537 milioni) per effetto prezzo.
- Il **patrimonio netto** (€38.839 milioni) è diminuito di €9.061 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 per effetto della perdita netta del periodo (-€7.332 milioni), la distribuzione del saldo dividendo 2019

(€1.536 milioni), nonché la variazione negativa (-€123 milioni) della riserva cash flow hedge e della riserva per differenze cambio (-€164 milioni) in funzione del marginale deprezzamento del dollaro sull'euro ai cambi di chiusura.

- L'**indebitamento finanziario netto**³ al 30 giugno 2020 è pari a €19.971 milioni in aumento di €2.846 milioni rispetto al 2019. Escludendo la lease liability – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €14.329 milioni con un aumento di €2.852 milioni.
- Il **leverage**⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,51 al 30 giugno 2020, di cui 5 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 0,37.

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 26.

⁴ 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.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al secondo trimestre e al primo semestre 2020 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 al primo semestre 2020 e ai relativi comparative period (secondo trimestre e primo semestre 2019 e primo trimestre 2020). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2020 e al 31 dicembre 2019. 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 e primo semestre 2020 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2019 alla quale si rinvia.

Riorganizzazione ETS

Con efficacia 1° gennaio 2020 nell'ottica di migliorare l'integrazione dei business Eni lungo l'intera supply chain petrolifera con l'obiettivo di minimizzare il rischio commodity e massimizzare il valore delle produzioni di olio equity e i fabbisogni interni, è stata eseguita la riorganizzazione delle attività trading oil relative allo sviluppo/ottimizzazione del portafoglio commodity della filiera oil, rifornimento di greggi e prodotti petroliferi ed esecuzione sul mercato del bilanciamento oil trasferendo le relative responsabilità organizzative e di profitto dal business G&P Wholesale al business Refining & Marketing. Come previsto dai Principi contabili internazionali in tema di segment information, in caso di riorganizzazioni dei settori di attività i comparative period sono oggetto di restatement per consentire un confronto omogeneo. Di seguito i risultati "riesposti" dei trimestri 2019 dei due settori interessati alla riorganizzazione in vista reported e adjusted.

(€ milioni)	Pubblicato		
	G&P	R&M e Chimica	Gruppo
I trimestre 2019			
Ricavi della gestione caratteristica	14.008	5.391	18.540
Utile (perdita) operativo reported	358	278	2.518
Utile (perdita) operativo adjusted	372	(55)	2.354
II trimestre 2019			
Ricavi della gestione caratteristica	13.153	6.140	18.440
Utile (perdita) operativo reported	95	(52)	2.231
Utile (perdita) operativo adjusted	46	48	2.279
III trimestre 2019			
Ricavi della gestione caratteristica	11.485	6.110	16.686
Utile (perdita) operativo reported	(24)	(68)	1.861
Utile (perdita) operativo adjusted	93	145	2.159
IV trimestre 2019			
Ricavi della gestione caratteristica	11.369	5.693	16.215
Utile (perdita) operativo reported	270	(1.012)	(178)
Utile (perdita) operativo adjusted	143	(186)	1.805
Esercizio 2019			
Ricavi della gestione caratteristica	50.015	23.334	69.881
Utile (perdita) operativo reported	699	(854)	6.432
Utile (perdita) operativo adjusted	654	(48)	8.597
Attività direttamente attribuibili	9.176	12.336	91.795

(€ milioni)	Riesposto		
	G&P	R&M e Chimica	Gruppo
I trimestre 2019			
Ricavi della gestione caratteristica	6.518	9.771	18.540
Utile (perdita) operativo reported	208	428	2.518
Utile (perdita) operativo adjusted	335	(18)	2.354
II trimestre 2019			
Ricavi della gestione caratteristica	4.007	11.908	18.440
Utile (perdita) operativo reported	139	(96)	2.231
Utile (perdita) operativo adjusted	43	51	2.279
III trimestre 2019			
Ricavi della gestione caratteristica	3.383	10.962	16.686
Utile (perdita) operativo reported	(84)	(8)	1.861
Utile (perdita) operativo adjusted	89	149	2.159
IV trimestre 2019			
Ricavi della gestione caratteristica	4.121	9.719	16.215
Utile (perdita) operativo reported	264	(1.006)	(178)
Utile (perdita) operativo adjusted	118	(161)	1.805
Esercizio 2019			
Ricavi della gestione caratteristica	18.029	42.360	69.881
Utile (perdita) operativo reported	527	(682)	6.432
Utile (perdita) operativo adjusted	585	21	8.597
Attività direttamente attribuibili	7.943	13.569	91.795

* * *

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, Massimo Mondazzi, 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.

Il Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con la Presidente, ha inoltre nominato, previo parere favorevole del Collegio Sindacale e sentito il Comitato per le Nomine, dal 1° agosto 2020, Francesco Esposito Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. n.58 del 1998.

Il curriculum del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari sarà disponibile sul sito internet www.eni.com.

* * *

Disclaimer

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

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni, Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del secondo trimestre e primo semestre 2020 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

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

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

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

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie.

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

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

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

Il Trimestre 2020

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	(2.393)	182	(392)	(159)	82	(2.680)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(321)		138	(183)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	1		46			47
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.484	1	917	6		2.408
plusvalenze nette su cessione di asset				(2)		(2)
accantonamenti a fondo rischi	58			3		61
oneri per incentivazione all'esodo	5		2	9		16
derivati su commodity		26	(183)			(157)
differenze e derivati su cambi	1	(56)	(7)			(62)
altro	37	65	11	5		118
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.586	36	786	21		2.429
Utile (perdita) operativo adjusted	(807)	218	73	(138)	220	(434)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(54)	(1)	1	(14)		(68)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	102	(4)	(19)	(44)		35
Imposte sul reddito ^(a)	(26)	(99)	25	(90)	(56)	(246)
Utile (perdita) netto adjusted	(785)	114	80	(286)	164	(713)
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(714)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(4.406)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(127)
Esclusione special item						3.819
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(714)

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

II Trimestre 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.136	139	(96)	(152)	204	2.231
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(42)		(32)	(74)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			45	(9)		36
svalutazioni (riprese di valore) nette	10		270			280
plusvalenze nette su cessione di asset	(17)		(1)			(18)
accantonamenti a fondo rischi	(12)		20	(2)		6
oneri per incentivazione all'esodo	2	3	(1)	(1)		3
derivati su commodity		(139)	53			(86)
differenze e derivati su cambi	5	5	(1)			9
altro	16	35	(196)	37		(108)
Special item dell'utile (perdita) operativo	4	(96)	189	25		122
Utile (perdita) operativo adjusted	2.140	43	51	(127)	172	2.279
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(79)	(1)	(5)	(188)		(273)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	86	(6)	(14)	8		74
Imposte sul reddito ^(a)	(1.415)	(10)	(29)	(5)	(58)	(1.517)
Utile (perdita) netto adjusted	732	26	3	(312)	114	563
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						562
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						424
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(52)
Esclusione special item						190
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						562

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2020

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	(1.678)	390	(2.302)	(415)	230	(3.775)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			1.370		24	1.394
Esclusione special item:						
oneri ambientali	1		61			62
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.681	2	1.056	10		2.749
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(3)	(2)		(4)
accantonamenti a fondo rischi	85			2		87
oneri per incentivazione all'esodo	10	2	5	21		38
derivati su commodity		210	(98)			112
differenze e derivati su cambi		(10)	(14)			(24)
altro	130	55	14	35		234
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.908	259	1.021	66		3.254
Utile (perdita) operativo adjusted	230	649	89	(349)	254	873
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(169)	(1)	(7)	(351)		(528)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	43	(5)	(29)	(47)		(38)
Imposte sul reddito ^(a)	(677)	(212)	(37)	32	(65)	(959)
Tax rate (%)						312,4
Utile (perdita) netto adjusted	(573)	431	16	(715)	189	(652)
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(655)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(7.335)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						991
Esclusione special item						5.689
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(655)

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.425	347	332	(295)	(60)	4.749
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(444)		98	(346)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			85	(9)		76
svalutazioni (riprese di valore) nette	22		287	2		311
plusvalenze nette su cessione di asset	(20)		(3)			(23)
accantonamenti a fondo rischi	(12)		20	(2)		6
oneri per incentivazione all'esodo	3	3	1	2		9
derivati su commodity		(157)	(54)			(211)
differenze e derivati su cambi	6	48	(7)			47
altro	24	137	(184)	38		15
Special item dell'utile (perdita) operativo	23	31	145	31		230
Utile (perdita) operativo adjusted	4.448	378	33	(264)	38	4.633
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(203)	1	(12)	(331)		(545)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	148	1	7	17		173
Imposte sul reddito ^(a)	(2.590)	(115)	(40)	63	(21)	(2.703)
Tax rate (%)						63,4
Utile (perdita) netto adjusted	1.803	265	(12)	(515)	17	1.558
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						4
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.554
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						1.516
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(244)
Esclusione special item						282
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.554

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I trimestre 2020

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	715	208	(1.910)	(256)	148	(1.095)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			1.691		(114)	1.577
Esclusione special item:						
oneri ambientali			15			15
svalutazioni (riprese di valore) nette	197	1	139	4		341
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(3)			(2)
accantonamenti a fondo rischi	27			(1)		26
oneri per incentivazione all'esodo	5	2	3	12		22
derivati su commodity		184	85			269
differenze e derivati su cambi	(1)	46	(7)			38
altro	93	(10)	3	30		116
Special item dell'utile (perdita) operativo	322	223	235	45		825
Utile (perdita) operativo adjusted	1.037	431	16	(211)	34	1.307
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(115)		(8)	(337)		(460)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(59)	(1)	(10)	(3)		(73)
Imposte sul reddito ^(a)	(651)	(113)	(62)	122	(9)	(713)
Utile (perdita) netto adjusted	212	317	(64)	(429)	25	61
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						59
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(2.929)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						1.118
Esclusione special item						1.870
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						59

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

I Trim. 2020	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2020	2019	2020	2019
15	Oneri ambientali	47	36	62	76
341	Svalutazioni (riprese di valore) nette	2.408	280	2.749	311
(2)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(2)	(18)	(4)	(23)
26	Accantonamenti a fondo rischi	61	6	87	6
22	Oneri per incentivazione all'esodo	16	3	38	9
269	Derivati su commodity	(157)	(86)	112	(211)
38	Differenze e derivati su cambi	(62)	9	(24)	47
116	Altro	118	(108)	234	15
825	Special item dell'utile (perdita) operativo	2.429	122	3.254	230
(52)	Oneri (proventi) finanziari	50	43	(2)	7
	<i>di cui:</i>				
(38)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	62	(9)	24	(47)
817	Oneri (proventi) su partecipazioni	524	25	1.341	27
595	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	299		894	
280	Imposte sul reddito	816		1.096	18
1.870	Totale special item dell'utile (perdita) netto	3.819	190	5.689	282

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var %	2020	2019	var %
4.194	Exploration & Production	2.557	5.850	(56)	6.751	11.524	(41)
4.437	Gas & Power	2.266	4.007	(43)	6.703	10.525	(36)
7.450	Refining & Marketing e Chimica	4.698	11.908	(61)	12.148	21.679	(44)
6.805	- Refining & Marketing	4.179	11.217	(63)	10.984	20.378	(46)
902	- Chimica	653	1.104	(41)	1.555	2.141	(27)
(257)	- Elisioni	(134)	(413)		(391)	(840)	
385	Corporate e altre attività	369	399	(8)	754	766	(2)
(2.593)	Elisioni di consolidamento	(1.733)	(3.724)		(4.326)	(7.514)	
13.873		8.157	18.440	(56)	22.030	36.980	(40)

Costi operativi

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var %	2020	2019	var %
11.669	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	5.517	13.375	(59)	17.186	26.791	(36)
72	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	139	157	(11)	211	246	(14)
838	Costo lavoro	704	779	(10)	1.542	1.553	(1)
22	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	16	3		38	9	
12.579		6.360	14.311	(56)	18.939	28.590	(34)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var %	2020	2019	var %
1.621	Exploration & Production	1.716	1.711	0	3.337	3.314	1
81	Gas & Power	82	67	22	163	149	9
149	Refining & Marketing e Chimica	149	152	(2)	298	305	(2)
129	- Refining & Marketing	132	130	2	261	261	
20	- Chimica	17	22	(23)	37	44	(16)
37	Corporate e altre attività	38	37	3	75	74	1
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)		(16)	(16)	
1.880	Ammortamenti	1.977	1.959	1	3.857	3.826	1
341	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	2.408	280	..	2.749	311	..
2.221	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	4.385	2.239	96	6.606	4.137	60
118	Radiazioni	229	138	66	347	178	95
2.339		4.614	2.377	94	6.953	4.315	61

Proventi (oneri) su partecipazioni

I semestre 2020	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(776)	(5)	(342)	(281)	(1.404)
Dividendi	55		17		72
Altri proventi (oneri) netti		(30)	(17)		(47)
	(721)	(35)	(342)	(281)	(1.379)

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.

31 Mar. 2020		30 Giu. 2020	31 Dic. 2019	Var. ass.
	(€ milioni)			
24.270	Debiti finanziari e obbligazionari	27.388	24.518	2.870
4.572	- Debiti finanziari a breve termine	4.642	5.608	(966)
19.698	- Debiti finanziari a lungo termine	22.746	18.910	3.836
(3.641)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(6.527)	(5.994)	(533)
(6.602)	Titoli held for trading	(6.042)	(6.760)	718
(1.107)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(490)	(287)	(203)
12.920	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	14.329	11.477	2.852
5.761	Passività per beni in leasing	5.642	5.648	(6)
3.802	- di cui working interest Eni	3.766	3.672	94
1.959	- di cui working interest follower	1.876	1.976	(100)
18.681	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	19.971	17.125	2.846
45.385	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	38.839	47.900	(9.061)
0,28	Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,37	0,24	0,13
0,41	Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,51	0,36	0,15

Leverage pro-forma

	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
(€ milioni)			
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	19.971	1.876	18.095
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	38.839		38.839
Leverage pro-forma	0,51		0,47

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

L'indebitamento finanziario netto è calcolato in coerenza con le disposizioni CONSOB sulla posizione finanziaria netta (com. n. DEM/6064293 del 2006).

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Giu. 2020	31 Dic. 2019
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	6.527	5.994
Attività finanziarie destinate al trading	6.042	6.760
Altre attività finanziarie	570	384
Crediti commerciali e altri crediti	10.700	12.873
Rimanenze	4.158	4.734
Attività per imposte sul reddito	233	192
Altre attività	3.660	3.972
	31.890	34.909
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	58.627	62.192
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.285	5.349
Attività immateriali	3.086	3.059
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	892	1.371
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.388	9.035
Altre partecipazioni	932	929
Altre attività finanziarie	1.237	1.174
Attività per imposte anticipate	4.747	4.360
Attività per imposte sul reddito	180	173
Altre attività	803	871
	83.177	88.513
Attività destinate alla vendita	18	18
TOTALE ATTIVITÀ	115.085	123.440
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	3.124	2.452
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.518	3.156
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	919	889
Debiti commerciali e altri debiti	12.525	15.545
Passività per imposte sul reddito	301	456
Altre passività	7.217	7.146
	25.604	29.644
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	22.746	18.910
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.723	4.759
Fondi per rischi e oneri	13.738	14.106
Fondi per benefici ai dipendenti	1.152	1.136
Passività per imposte differite	6.018	4.920
Passività per imposte sul reddito	475	454
Altre passività	1.790	1.611
	50.642	45.896
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		
TOTALE PASSIVITÀ	76.246	75.540
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	72	61
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	34.480	37.436
Riserve per differenze cambio da conversione	7.047	7.209
Altre riserve	1.151	1.564
Azioni proprie	(581)	(981)
Acconto sul dividendo		(1.542)
Utile (perdita) netto	(7.335)	148
Totale patrimonio netto di Eni	38.767	47.839
TOTALE PATRIMONIO NETTO	38.839	47.900
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	115.085	123.440

CONTO ECONOMICO

I Trim. 2020		II Trim. 2020		I Sem. 2020	
(€ milioni)		2020	2019	2020	2019
RICAVI					
13.873	Ricavi della gestione caratteristica	8.157	18.440	22.030	36.980
213	Altri ricavi e proventi	247	383	460	644
14.086	Totale ricavi	8.404	18.823	22.490	37.624
COSTI OPERATIVI					
(11.669)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(5.517)	(13.375)	(17.186)	(26.791)
(72)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(139)	(157)	(211)	(246)
(838)	Costo lavoro	(704)	(779)	(1.542)	(1.553)
(263)	Altri proventi (oneri) operativi	(110)	96	(373)	30
(1.880)	Ammortamenti	(1.977)	(1.959)	(3.857)	(3.826)
(341)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo di beni in leasing	(2.408)	(280)	(2.749)	(311)
(118)	Radiazioni	(229)	(138)	(347)	(178)
(1.095)	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	(2.680)	2.231	(3.775)	4.749
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
1.345	Proventi finanziari	808	154	2.153	1.420
(1.518)	Oneri finanziari	(1.078)	(484)	(2.596)	(2.029)
(99)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	92	16	(7)	78
(136)	Strumenti finanziari derivati	60	(2)	(76)	(21)
(408)		(118)	(316)	(526)	(552)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
(876)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(528)	(24)	(1.404)	52
(14)	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	39	73	25	94
(890)		(489)	49	(1.379)	146
(2.393)	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	(3.287)	1.964	(5.680)	4.343
(534)	Imposte sul reddito	(1.118)	(1.539)	(1.652)	(2.823)
(2.927)	Utile (perdita) netto	(4.405)	425	(7.332)	1.520
di competenza:					
(2.929)	- azionisti Eni	(4.406)	424	(7.335)	1.516
2	- interessenze di terzi	1	1	3	4
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
(0,82)	- semplice	(1,23)	0,12	(2,05)	0,42
(0,82)	- diluito	(1,23)	0,12	(2,05)	0,42
Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)					
3.572,5	- semplice	3.572,5	3.600,6	3.572,5	3.600,7
3.574,8	- diluito	3.574,8	3.603,4	3.574,8	3.603,6

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	II Trim.		I Sem.	
	2020	2019	2020	2019
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto del periodo	(4.405)	425	(7.332)	1.520
Componenti non riclassificabili a conto economico	12		8	
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	12		8	
Componenti riclassificabili a conto economico	(613)	(685)	(206)	(76)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(742)	(583)	(164)	320
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	304	(153)	(123)	(564)
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(87)	7	46	5
<i>Effetto fiscale</i>	(88)	44	35	163
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(601)	(685)	(198)	(76)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(5.006)	(260)	(7.530)	1.444
di competenza:				
- azionisti Eni	(5.007)	(261)	(7.533)	1.440
- interessenze di terzi	1	1	3	4

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019	51.069
Totale utile (perdita) complessivo	1.444
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.476)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Acquisto azioni proprie	(52)
Rimborso a terzi azionisti	(1)
Altre variazioni	25
Totale variazioni	(63)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2019	51.006
di competenza:	
- azionisti Eni	50.949
- interessenze di terzi	57
Patrimonio netto comprese le interessenze al 31 dicembre 2019	47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(7.530)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.536)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	8
Totale variazioni	(9.061)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2020	38.839
di competenza:	
- azionisti Eni	38.767
- interessenze di terzi	72

RENDICONTO FINANZIARIO

I Trim. 2020	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2020	2019	2020	2019
(2.927)	Utile (perdita) netto	(4.405)	425	(7.332)	1.520
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.880	Ammortamenti	1.977	1.959	3.857	3.826
341	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	2.408	280	2.749	311
118	Radiazioni	229	138	347	178
876	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	528	24	1.404	(52)
(3)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(1)	(21)	(4)	(26)
(16)	Dividendi	(56)	(68)	(72)	(89)
(28)	Interessi attivi	(44)	(38)	(72)	(72)
231	Interessi passivi	227	268	458	521
534	Imposte sul reddito	1.118	1.539	1.652	2.823
83	Altre variazioni	(161)	(59)	(78)	(14)
	Variazioni del capitale di esercizio:				
1.777	- rimanenze	(716)	87	1.061	(102)
225	- crediti commerciali	1.791	2.289	2.016	131
(1.624)	- debiti commerciali	(981)	(1.297)	(2.605)	(873)
(96)	- fondi per rischi e oneri	(303)	25	(399)	(30)
403	- altre attività e passività	212	(48)	615	340
685	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	3	1.056	688	(534)
37	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(11)	(12)	26	35
156	Dividendi incassati	172	625	328	1.155
23	Interessi incassati	10	18	33	32
(277)	Interessi pagati	(257)	(256)	(534)	(486)
(738)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(334)	(1.363)	(1.072)	(2.516)
975	Flusso di cassa netto da attività operativa	1.403	4.515	2.378	6.612
	Investimenti:				
(1.529)	- attività materiali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	(940)	(1.930)	(2.469)	(4.109)
(61)	- attività immateriali	(38)	(67)	(99)	(127)
(99)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(10)		(109)	
(123)	- partecipazioni	(32)	(21)	(155)	(51)
(6)	- titoli strumentali all'attività operativa	(9)	(5)	(15)	(8)
(44)	- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(41)	(39)	(85)	(87)
(95)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(275)	(107)	(370)	(20)
(1.957)	Flusso di cassa degli investimenti	(1.345)	(2.169)	(3.302)	(4.402)
	Disinvestimenti:				
4	- attività materiali	11	20	15	26
4	- partecipazioni	2	12	6	12
10	- titoli strumentali all'attività operativa	2	5	12	5
42	- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	23	24	65	56
	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		95		95
60	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	38	156	98	194
(735)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.198	(57)	463	(122)
(2.632)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(109)	(2.070)	(2.741)	(4.330)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

I Trim. 2020	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2020	2019	2020	2019
999	Assunzione di debiti finanziari non correnti	3.293	995	4.292	1.021
(1.035)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.081)	(1.355)	(2.116)	(1.736)
(249)	Rimborso di passività per beni in leasing	(213)	(167)	(462)	(397)
(416)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	1.147	(93)	731	52
(701)		3.146	(620)	2.445	(1.060)
	Rimborsi di capitale ad azionisti terzi		(1)		(1)
	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.534)	(1.475)	(1.534)	(1.475)
	Dividendi pagati ad altri azionisti	(3)	(3)	(3)	(3)
	Acquisto di azioni proprie		(46)		(46)
(701)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	1.609	(2.145)	908	(2.585)
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	1		1	(1)
5	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(18)	(6)	(13)	3
(2.353)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	2.886	294	533	(301)
5.994	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	3.641	10.260	5.994	10.855
3.641	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	6.527	10.554	6.527	10.554

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

I Trim. 2020	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2020	2019	2020	2019
	Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti				
14	Attività correnti	1		15	
171	Attività non correnti	11		182	
(63)	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(1)		(64)	
(9)	Passività correnti e non correnti	(2)		(11)	
113	Effetto netto degli investimenti	9		122	
(11)	Interessenza di terzi	1		(10)	
102	Totale prezzo di acquisto	10		112	
	<i>a dedurre:</i>				
(3)	Disponibilità liquide ed equivalenti			(3)	
99	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	10		109	

Investimenti tecnici

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var %	2020	2019	var %
1.258	Exploration & Production	760	1.676	(55)	2.018	3.662	(45)
	- acquisto di riserve proved e unproved		6	..		372	..
171	- ricerca esplorativa	76	170	(55)	247	313	(21)
1.070	- sviluppo	670	1.490	(55)	1.740	2.957	(41)
17	- altro	14	10	40	31	20	55
57	Gas & Power	52	57	(9)	109	99	10
235	Refining & Marketing e Chimica	142	229	(38)	377	417	(10)
169	- Refining & Marketing	105	208	(50)	274	379	(28)
66	- Chimica	37	21	76	103	38	..
42	Corporate e altre attività	29	37	(22)	71	64	11
(2)	Elisioni di consolidamento	(5)	(2)		(7)	(6)	
1.590	Investimenti tecnici	978	1.997	(51)	2.568	4.236	(39)

Nel primo semestre 2020 gli investimenti tecnici di €2.568 milioni (€4.236 milioni nel primo semestre 2019) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.740 milioni) in particolare in Egitto, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Messico, Stati Uniti, Iraq, Mozambico e Kazakhstan;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€245 milioni) finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€29 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€85 milioni).

Performance di sostenibilità

		I Sem.		
		2020	2019	var %
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,24	0,28	(14,3)
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi (100% operata)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,99	20,94	0,2
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	18,86	20,86	(9,6)
- di cui: CO ₂ eq da combustione e da processo		14,55	16,38	(11,2)
CO ₂ eq da flaring		3,10	3,09	0,3
CO ₂ eq da venting		0,98	1,03	(4,9)
CO ₂ eq fuggitive da metano		0,23	0,36	(36,1)
Oil spill operativi (>1 barile)	(migliaia di barili)	0,32	0,68	(53,0)
% acqua di formazione reiniettata	(%)	54	61	(11,5)

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro (0,24): conferma l'impegno Eni nella sensibilizzazione e diffusione della cultura della sicurezza, raggiungendo una riduzione del 14% rispetto allo stesso periodo del 2019.
- **Intensità emissiva upstream:** 20,99 tCO₂ eq./migliaia di boe al 30 giugno 2020. Confermato l'obiettivo di riduzione del 43% al 2025 rispetto al 2014.
- **Emissioni dirette di GHG:** 18,86 milioni tCO₂ eq. in riduzione di 2 milioni di tCO₂ eq. (-9,6%) rispetto al primo semestre 2019, grazie al contributo di tutti i settori.
- **Emissioni da combustione e da processo:** in diminuzione in tutti i settori di business a 14,55 milioni tCO₂ eq. (-11,2%) principalmente a seguito delle maggiori fermate programmate presso le raffinerie e gli stabilimenti chimici, in alcuni casi protratte a causa dell'emergenza COVID-19, della temporanea cessazione delle attività produttive E&P in Libia, del calo della produzione elettrica e dei volumi di gas naturale trasportati.
- **Emissioni da flaring** del settore E&P: sostanzialmente stabili rispetto al primo semestre 2019, in linea con il target di riduzione al 2025.
- **Emissioni fuggitive da metano:** in riduzione del 36,1% rispetto al primo semestre 2019 grazie alle campagne di monitoraggio ed alle attività di manutenzione effettuate nel settore E&P.
- **Oil spill operativi:** in riduzione del 53% rispetto al primo semestre 2019 grazie alle misure tecniche adottate che hanno riguardato principalmente le attività del settore E&P.
- **Acqua di formazione reiniettata** del settore E&P: in riduzione rispetto al 2019 (-11,5%) a causa delle fermate produttive in Congo e in Libia, nonché dei problemi ai sistemi di re-iniezione a seguito del riavvio dei campi di Zatchi e Loango in Congo e la mancata re-iniezione del campo di Ebocha in Nigeria.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2020			II Trim.		I Sem.	
			2020	2019	2020	2019
1.774	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(mgl di boe/giorno)	1.713	1.834	1.744	1.837
111	Italia		105	123	108	127
254	Resto d'Europa		241	146	247	158
250	Africa Settentrionale		255	388	252	381
299	Egitto		262	346	281	341
369	Africa Sub-Sahariana		383	399	376	381
173	Kazakhstan		167	120	170	134
191	Resto dell'Asia		171	179	181	180
110	America		113	106	112	107
17	Australia e Oceania		16	27	17	28
144	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	143	150	286	302

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2020			II Trim.		I Sem.	
			2020	2019	2020	2019
892	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	853	867	873	877
49	Italia		45	52	47	54
149	Resto d'Europa		139	86	144	94
116	Africa Settentrionale		118	175	117	170
74	Egitto		58	73	66	72
232	Africa Sub-Sahariana		231	266	232	259
117	Kazakhstan		113	76	115	86
94	Resto dell'Asia		88	79	91	82
61	America		61	57	61	58
	Australia e Oceania			3		2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2020			II Trim.		I Sem.	
			2020	2019	2020	2019
135	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	132	148	133	147
9	Italia		9	11	9	11
16	Resto d'Europa		16	9	16	10
20	Africa Settentrionale		21	33	21	32
35	Egitto		31	42	33	41
21	Africa Sub-Sahariana		24	20	22	19
9	Kazakhstan		8	7	8	8
15	Resto dell'Asia		13	15	14	15
7	America		8	7	8	7
3	Australia e Oceania		2	4	2	4

(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 (113 e 120 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2020 e 2019, rispettivamente, 118 e 119 mila boe/giorno nel primo semestre 2020 e 2019, rispettivamente e 123 mila boe/giorno nel primo trimestre 2020).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2020	(mid di metri cubi)	2020	2019	var %	2020	2019	var %
8,97	ITALIA	9,13	9,69	(6)	18,10	20,46	(12)
2,42	- Grossisti	1,47	1,93	(24)	3,89	4,48	(13)
1,04	- PSV e borsa	4,36	3,63	20	5,40	6,15	(12)
1,22	- Industriali	1,04	1,30	(20)	2,26	2,62	(14)
0,31	- PMI e terziario	0,10	0,14	(29)	0,41	0,49	(16)
0,38	- Termoelettrici	0,36	0,65	(45)	0,74	1,05	(30)
2,07	- Residenziali	0,36	0,61	(41)	2,43	2,62	(7)
1,53	- Autoconsumi	1,44	1,43	1	2,97	3,05	(3)
7,78	VENDITE INTERNAZIONALI	4,79	8,11	(41)	12,57	18,67	(33)
6,83	Resto d'Europa	3,87	5,97	(35)	10,70	13,97	(23)
0,96	- Importatori in Italia	0,98	1,10	(11)	1,94	2,12	(8)
5,87	- Mercati europei	2,89	4,87	(41)	8,76	11,85	(26)
1,08	<i>Penisola Iberica</i>	0,75	1,00	(25)	1,83	2,21	(17)
0,08	<i>Germania/Austria</i>	0,04	0,39	(90)	0,12	0,84	(86)
0,98	<i>Benelux</i>	0,62	0,88	(30)	1,60	1,79	(11)
0,44	<i>Regno Unito</i>	0,43	0,41	5	0,87	0,90	(3)
1,42	<i>Turchia</i>	0,26	1,27	(80)	1,68	3,04	(45)
1,60	<i>Francia</i>	0,70	0,84	(17)	2,30	2,55	(10)
0,27	<i>Altro</i>	0,09	0,08	12	0,36	0,52	(31)
0,95	Resto del Mondo	0,92	2,14	(57)	1,87	4,70	(60)
16,75	TOTALE VENDITE GAS MONDO	13,92	17,80	(22)	30,67	39,13	(22)
2,50	<i>di cui: vendite di GNL</i>	2,00	2,20	(9)	4,50	4,90	(8)