



Roma
24 aprile 2020

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

Eni: risultati del primo trimestre 2020

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

IV Trim. 2019			I Trim.		
			2020	2019	var %
63,25	Brent dated	\$/barile	50,26	63,20	(20)
1,107	Cambio medio EUR/USD		1,103	1,136	(3)
57,13	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	45,56	55,65	(18)
158	PSV	€/mgl mc	121	222	(45)
1.921	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.774	1.841	(4)
1.805	Utile operativo adjusted^(a)	€ milioni	1.307	2.354	(44)
2.051	di cui: E&P		1.037	2.308	(55)
118	G&P		431	335	29
(161)	R&M e Chimica		16	(18)	..
546	Utile (perdita) netto adjusted^{(a)(b)}		59	992	(94)
0,15	per azione - diluito (€)		0,02	0,28	
(1.891)	Utile (perdita) netto^(b)		(2.929)	1.092	..
(0,53)	per azione - diluito (€)		(0,82)	0,30	
2.611	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted^(c)		1.953	3.415	(43)
3.725	Flusso di cassa netto da attività operativa		975	2.097	(54)
2.154	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(d)		1.905	1.894	1
11.477	Indebitamento finanziario netto ante lease liability ex IFRS 16		12.920	8.678	49
17.125	Indebitamento finanziario netto		18.681	14.496	29
47.900	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		45.385	52.776	(14)
0,24	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,28	0,16	
0,36	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,41	0,27	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 17.

(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 primo trimestre 2020 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Il periodo che stiamo vivendo dallo scorso marzo è per l'economia mondiale il più complesso degli ultimi 70 anni e oltre. Per l'industria energetica, ed in particolare per l'Oil&Gas, la complessità è ancora maggiore dato il sovrapporsi degli effetti della pandemia al crollo del prezzo del petrolio. Eni sta affrontando questo periodo contando su un'organizzazione operativa sicura per i suoi dipendenti, contrattisti e per le popolazioni dei Paesi ospitanti. D'altro canto, le persone Eni hanno dimostrato un'elevata capacità e disponibilità ad adattarsi alle condizioni di questo difficile momento, consentendo al Gruppo di lavorare in totale continuità. E di questo le ringrazio. Inoltre il portafoglio di business mostra di essere resiliente come mai in passato, mentre la struttura patrimoniale è molto solida, frutto del lavoro fatto negli ultimi anni. In particolare il portafoglio upstream ha un punto di pareggio competitivo ed è flessibile, consentendo la rimodulazione delle attività e degli impegni finanziari in funzione dell'evoluzione dello scenario. Il portafoglio mid-downstream sta reagendo bene alla crisi dei consumi, consuntivando un risultato operativo più alto di quello dell'analogo periodo 2019. Complessivamente il risultato operativo è risultato essere superiore alle aspettative del Mercato, mentre la generazione di cassa ante circolante finanzia gli investimenti di €1,9 miliardi. Lo stato patrimoniale gode di un bilanciamento ottimale ma soprattutto della disponibilità di €16 miliardi di liquidità che consentiranno al Gruppo di gestire con agio la contrazione dell'attività dovuta a prezzi e pandemia. Come tutti prevediamo un anno 2020 complicato, ma grazie ai nostri punti di forza contiamo di riprendere velocemente il cammino verso un modello di business sempre più redditizio e sostenibile tracciato nell'ultimo nostro piano strategico."

Highlight del trimestre

Exploration & Production

- **Produzione d'idrocarburi: 1,774 milioni di boe/giorno**, -3,6% rispetto al primo trimestre 2019. Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata per il 50% dalla riduzione di produzione in Libia dovuta agli effetti di un fattore contrattuale, cause di forza maggiore e minori attribuzioni in rapporto alla minore spesa, i cui effetti hanno più che compensato i contributi di portafoglio (Norvegia). Il rimanente 50% è legato all'effetto di riduzione della domanda gas (principalmente Egitto).
- **Avviata 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 FPSO Ngoma, centro di produzione del West Hub.
- Completato in Algeria in tempi significativamente rapidi 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 Nord.
- **Portafoglio:**
 - Angola: assegnato il Blocco offshore 28 con il ruolo di operatore e una partecipazione del 60% situato nei bacini inesplorati 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:**
 - perforato con successo il secondo pozzo di appraisal della scoperta **Agogo nel Blocco 15/06**, permettendo di incrementare a 1 miliardo di barili le risorse di olio in posto del campo;
 - 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.
- **Utile operativo adjusted E&P:** €1,04 miliardi, -55% rispetto al primo trimestre 2019 riferibile quasi interamente al peggioramento dello scenario e, in parte contenuta, alle minori produzioni.

Gas & Power

- Finalizzata da Eni gas e luce l'**acquisizione del 70% della società Evolvere** che permette a Eni di diventare leader in Italia nella generazione distribuita da fonti rinnovabili.
- **Utile operativo adjusted G&P:** €0,43 miliardi, +29% rispetto al primo trimestre 2019. L'incremento beneficia delle azioni di ottimizzazione del portafoglio degli asset gas e power in un mercato volatile e della crescita del business retail, nonostante le minori vendite stagionali dovute ad un inverno particolarmente mite e gli effetti della contrazione dei consumi termoelettrici e industriali e dei maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti dovuti alla pandemia. In flessione i risultati del business GNL penalizzati dal downturn delle economie asiatiche a causa del COVID-19 con impatti sulla domanda di GNL e sui prezzi di vendita.

Refining & Marketing e Chimica

- **Completato l'adeguamento degli impianti di Crescentino** per la produzione di bioetanolo su scala industriale e riavviata la centrale a biomasse per la generazione di energia elettrica rinnovabile. Proseguono gli studi per sviluppare il processo di produzione di bioplastiche da zuccheri di seconda generazione.

- Acquisito da Versalis il 40% della società **Finproject**, facendo l'ingresso nel settore delle applicazioni di polimeri formulati ad alta prestazione, riposizionando il portafoglio verso business più resilienti alla volatilità dello scenario della chimica. L'operazione è soggetta all'autorizzazione delle autorità antitrust competenti.
- Avviata da Versalis una **collaborazione con una società italiana di ingegneria** per lo sviluppo di un processo chimico basato sulla pirolisi per trasformare rifiuti di plastica mista, non riciclabili meccanicamente, in materia prima per produrre nuovi polimeri vergini.
- **Utile operativo adjusted di R&M:** €81 milioni nel trimestre, in netta ripresa rispetto al primo trimestre 2019 (+€53 milioni, quasi +200%), avendo più che assorbito i primi segnali di contrazione dei consumi legata alla pandemia. Il miglioramento è dovuto all'ottimizzazione dell'assetto industriale, alle riduzioni dei costi, alla crescita del business bio con il ramp-up della bioraffineria di Gela, nonché alla solida performance del marketing.
- **Risultato operativo adjusted della Chimica:** perdita di €65 milioni per effetto di uno scenario margini ancora depresso e del calo della domanda nei principali mercati di sbocco dovuto alla crisi economica.

Energy Solutions, decarbonizzazione ed economia circolare

- Avviato **impianto fotovoltaico di Porto Torres** della capacità di 31 MW.
- Avviato **parco eolico in Kazakhstan** della capacità di 48 MW.
- Aperti i cantieri per la realizzazione dei progetti di Batchelor e Manton in **Australia** (per totali 25 MW).
- 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.
- Avviato in collaborazione con **ENEA** un progetto per la realizzazione entro 7 anni di un **hub scientifico-tecnologico sulla fusione DTT (Divertor Tokamak Test)**, con la partecipazione dell'Unione Europea e di vari finanziatori tra i quali la BEI.
- Firmato con **ADNOC**, la società petrolifera di stato dell'EAU, un **Memorandum d'Intesa** per la ricerca nell'ambito della sequestrazione geologica della CO₂.
- **Accordo con il Gruppo Cassa Depositi e Prestiti** per lo sviluppo su scala industriale della produzione di biocombustibili e acqua utilizzando come materia prima i rifiuti organici urbani (FORSU) mediante una tecnologia di proprietà Eni, in linea con un modello di sviluppo circolare.

Risultati consolidati

Risultati del trimestre penalizzati dall'effetto combinato della crisi economica indotta dal COVID-19 e dalla caduta dei prezzi dell'energia.

- **Utile operativo adjusted:** €1,31 miliardi, -€1 miliardo pari a -44%, rispetto al trimestre 2019. Al netto dell'effetto scenario di -€1,1 miliardi e degli impatti del COVID-19 di -€0,15 miliardi¹, la performance è stata positiva per +€0,2 miliardi (+16%).
- **Utile netto adjusted:** €59 milioni.
- **Risultato netto:** perdita netta di €2,93 miliardi (utile netto di €1,1 miliardi nel trimestre 2019) determinata principalmente dall'allineamento del valore delle scorte ai prezzi correnti. Inoltre negli special item sono compresi anche svalutazioni di asset oil&gas e fair value negativi dei derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting indotti anch'essi dall'effetto scenario.
- **Flusso di cassa netto da attività operativa - prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino** - pari a €1,95 miliardi (-43% vs. corrispondente periodo 2019). La flessione è dovuta per €1,5 miliardi all'effetto scenario e alla variazione non cash del fair-value di derivati, per €0,15 miliardi agli impatti COVID-19¹ e per +€0,2 miliardi alla performance.

¹ Gli impatti COVID-19 comprendono riduzione domanda gas, mancati ritiri contrattuali di GNL in Asia, impatti operativi su produzione idrocarburi, minori volumi in R&M e Chimica, maggiori accantonamenti per svalutazioni crediti (aggiornamento expected loss).

- **Generazione di cassa operativa:** circa €1 miliardo (-54%), con un assorbimento di cassa da capitale circolante tipico del primo trimestre dell'anno dovuto principalmente alla stagionalità delle vendite.
- **Investimenti netti:** €1,9 miliardi, finanziati interamente dal flusso di cassa ante variazione circolante al costo di rimpiazzo.
- **Indebitamento finanziario netto:** €18,7 miliardi (€12,9 miliardi ante lease liability - IFRS 16) in aumento di circa €1,6 miliardi (+9%) rispetto al 31 dicembre 2019.
- **Leverage:** escludendo l'applicazione dell'IFRS 16, leverage a 0,28, in aumento rispetto al 31 dicembre 2019 (0,24). Includendo gli effetti dello IFRS 16: leverage a 0,41; 0,37 al netto della quota di passività derivante dai leasing di competenza dei partner E&P.

Outlook 2020

Si assume la graduale ripresa dei consumi di olio, gas ed energia elettrica nel Mondo, ed in particolare nei mercati in cui Eni opera, a partire dal secondo semestre dell'anno.

Sulla base di questo quadro macroeconomico Eni ha aggiornato le previsioni del prezzo Brent riducendole a 45 e a 55 \$/barile per il 2020 e per il 2021. Le previsioni del prezzo del gas al PSV sono state ridotte del 15% per il 2020 e del 30% per il 2021, quelle del margine di raffinazione del 18% per il 2020. Data l'elevata volatilità dello scenario e la discontinuità in atto nelle economie mondiali, viene inoltre fornita per il 2020 un'analisi di sensitività.

Eni ha prontamente definito le proprie risposte allo scenario di crisi in atto rivedendo il piano industriale per il 2020 ed il 2021 con l'obiettivo di salvaguardare la solidità del proprio bilancio. La revisione del piano industriale prevede:

- **Riduzione dei capex per circa €2,3 miliardi nel 2020**, pari al 30% del budget originario, e programmata riduzione di ulteriori €2,5-3 miliardi nel 2021, pari al 30%-35% di quanto originariamente previsto per lo stesso anno a piano.
- **Produzione 2020 attesa a 1,75-1,80 mboe/g**, in riduzione rispetto alle precedenti previsioni a causa dei tagli capex ed effetti COVID-19, riduzione domanda gas mondiale (anch'essa in parte collegata alla pandemia) ed estensione della forza maggiore in Libia per tutto il primo semestre. Le stime di produzione non comprendono gli effetti dei tagli OPEC+ recentemente annunciati ma non ancora declinati sui singoli campi.
- **Manovra capex concentrata quasi interamente nell'upstream** con rifasatura di alcuni progetti, che potranno essere riavviati rapidamente al ripresentarsi delle condizioni ottimali consentendo il recupero della produzione correlata.
- Azioni diffuse di **saving dei costi per circa €600 milioni** nel 2020.
- Allo scenario 2020 di 45 \$/barile previsto un **flusso di cassa ante variazioni del working capital adjusted** di €7,3 miliardi. Stimata una variazione del flusso di cassa di circa €180-190 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): €0,6 miliardi.
- **Sospeso il programma di acquisto di azioni proprie 2020.** Sarà riconsiderato nel momento in cui la previsione del prezzo Brent per l'anno di riferimento, parametro per la decisione di attivazione del piano di buy-back, tornerà a essere almeno uguale a 60 \$/barile.
- **Liquidità:** Eni è ben posizionata per superare l'attuale downturn del mercato grazie alla **resilienza del proprio portafoglio di asset oil&gas convenzionali a basso prezzo di break-even ed alla solidità della posizione finanziaria netta**. Al 31 marzo 2020, la Compagnia dispone di una **riserva di liquidità** di circa €16 miliardi di cui €3,6 miliardi di attivi di tesoreria, €6,6 miliardi investiti in attività liquide, €1,1 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

IV Trim. 2019			I Trim. 2020			2019	var %
Produzioni							
926	Petrolio	mgl di barili/g	892			887	0,6
152	Gas naturale	mln di metri cubi/g	135			146	(7,5)
1.921	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.774			1.841	(3,6)
Prezzi medi di realizzo							
59,06	Petrolio	\$/barile	43,58			58,08	(25)
169	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	151			198	(24)
43,44	Idrocarburi	\$/boe	33,71			44,82	(25)

- La **produzione di idrocarburi** nel trimestre di 1,774 milioni di boe/giorno è stata influenzata negativamente dalla riduzione della spettanza di idrocarburi in Libia, dovuta alle previste condizioni contrattuali, alla situazione di instabilità politica e alla riduzione di entitlement/spending. Tale riduzione ha più che compensato il contributo di produzione da portafoglio (Norvegia), spiegando al netto di quest'ultimo il 50% della contrazione complessiva q-o-q. Il rimanente 50% è legato principalmente alla riduzione della domanda gas, soprattutto in Egitto. La performance operativa è stata comunque positiva, sostenuta dai ramp-up produttivi in Messico ed Algeria e da incrementi in Nigeria, Kazakhstan, Ghana ed Emirati Arabi Uniti. Tali incrementi hanno compensato il declino naturale dei giacimenti maturi e gli effetti delle fermate manutentive.
- La **produzione di petrolio** è stata di 892 mila barili/giorno (887 mila barili/giorno nel trimestre 2019). La crescita produttiva in Kazakhstan, Ghana ed Emirati Arabi Uniti, nonché il ramp-up produttivo in Messico sono stati compensati dalla riduzione in Libia e Congo e dal declino dei giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 135 milioni di metri cubi/giorno, in riduzione di 11 milioni di metri cubi/giorno, pari a circa il 7,5% rispetto al trimestre 2019. La minore produzione in Libia e la ridotta domanda gas in alcuni mercati regionali (Egitto e Venezuela) e GNL sono state parzialmente compensate dalla crescita in Nigeria, Ghana ed Algeria.

Risultati

IV Trim. 2019			I Trim. 2020			2019	var %
830	Utile (perdita) operativo		715			2.289	(69)
1.221	Esclusione special items dell'utile (perdita) operativo		322			19	
2.051	Utile operativo adjusted		1.037			2.308	(55)
(40)	Proventi (oneri) finanziari netti		(115)			(124)	
114	Proventi (oneri) su partecipazioni		(59)			62	
(1.297)	Imposte sul reddito		(651)			(1.175)	
61,0	tax rate (%)		75,4			52,3	
828	Utile (perdita) netto adjusted		212			1.071	(80)
I risultati includono:							
114	Costi di ricerca esplorativa:		175			117	50
63	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		55			82	
51	- radiazione di pozzi di insuccesso		120			35	
1.775	Investimenti tecnici		1.258			1.986	(37)

- Nel primo trimestre 2020 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €1.037 milioni, con una flessione del 55% rispetto allo stesso periodo 2019, dovuta per -€1,1 miliardi allo scenario e per -€0,17 miliardi alle minori produzioni. Lo scenario è riferito

alla flessione dei prezzi dei liquidi in relazione alla flessione del 20% del marker Brent nel trimestre e del prezzo del gas al punto di scambio virtuale del mercato italiano PSV (-45%), solo parzialmente compensati dall'apprezzamento dello USD vs. EUR (+3%), nonché dalla 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. 5 che sono relativi al solo gas equity. Nello scenario sono considerati i maggiori ammortamenti per effetto tassi (incremento dell'asset retirement cost capitalizzato all'attivo).

La riduzione del risultato a parità di scenario è dovuta all'effetto negativo volume/mix e ai maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso, parzialmente compensati dai saving dei costi operativi. L'utile operativo include il margine relativo a volumi di idrocarburi di 2 mila boe/giorno principalmente gas, inclusi nelle produzioni, pagati dall'acquirente in applicazione della clausola take-or-pay, ma non ritirati, nell'ambito di un contratto di fornitura long-term, per i quali il management ha valutato remota la probabilità che il buyer eserciti il diritto di prelievo in successivi reporting period entro le scadenze contrattuali.

- L'**utile netto adjusted** di €212 milioni è diminuito dell'80% per effetto della riduzione dell'utile operativo, di oneri da partecipazioni adjusted di €59 milioni che comprendono la quota di competenza Eni del risultato della JV Vår Energi (-€37 milioni) e il peggioramento del risultato della società valutata ad equity Angola Lng (-€15 milioni) in relazione al sensibile peggioramento dello scenario, nonché del maggiore tax rate. L'incremento del tax rate adjusted di 23 punti percentuali è dovuto: (i) alla maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità (quali Emirati Arabi Uniti e Algeria); (ii) alla maggiore incidenza dei costi indeducibili/non recuperabili nei PSA a causa dello scenario depresso, (iii) nonché alla disottimizzazione fiscale connessa alla prosecuzione nel 2020 del trend di perdita sulla commercializzazione del gas libico di competenza del partner.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 10.

Gas & Power

Vendite

IV Trim.			I Trim.		
2019	2020		2019	var %	
158	PSV	€/mgl di metri cubi	121	222	(45)
133	TTF		102	195	(48)
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi			
8,67	Italia		8,97	10,77	(17)
6,90	Resto d'Europa		6,83	8,00	(15)
1,14	di cui: Importatori in Italia		0,96	1,02	(6)
5,76	Mercati europei		5,87	6,98	(16)
1,52	Resto del Mondo		0,95	2,56	(63)
17,09	Totale vendite gas mondo		16,75	21,33	(21)
2,70	di cui: vendite di GNL		2,50	2,70	(7)
9,92	Vendita di energia elettrica	terawattora	9,89	10,14	(2)

- Nel primo trimestre 2020 le **vendite di gas naturale** di 16,75 miliardi di metri cubi sono diminuite del 21% rispetto al trimestre 2019. Le vendite in Italia di 8,97 miliardi di metri cubi si riducono del 17% 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 sono pari a 5,87 miliardi di metri cubi in riduzione del 16% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, in particolare in Germania e in Turchia.
- Le **vendite di energia elettrica** pari a 9,89 TWh sono in leggera diminuzione del 2% rispetto al periodo di confronto a seguito del rallentamento dell'attività economica indotto dalle misure di contenimento per la pandemia.

Risultati

IV Trim.			I Trim.		
2019	2020		2019	var %	
	(€ milioni)				
264	Utile (perdita) operativo		208	208	
(146)	Esclusione special items dell'utile (perdita) operativo		223	127	
118	Utile operativo adjusted		431	335	29
2	- Gas & LNG Marketing and Power		274	189	45
116	- Eni gas e luce		157	146	8
1	Proventi (oneri) finanziari netti			2	
6	Proventi (oneri) su partecipazioni		(1)	7	
(48)	Imposte sul reddito		(113)	(105)	
38,4	tax rate (%)		26,3	30,5	
77	Utile (perdita) netto adjusted		317	239	33
81	Investimenti tecnici		57	42	36

- Nel primo trimestre 2020 il settore **Gas & Power** ha registrato l'utile operativo adjusted di €431 milioni, con un incremento del 29% rispetto allo stesso periodo 2019. Il miglioramento della performance operativa è stato registrato da entrambi i business del settore. Il business GLP deve il maggior risultato alle azioni di ottimizzazione del portafoglio degli asset gas e power alla luce dell'elevata volatilità dei prezzi, in parte compensate dalla flessione dei risultati del business GNL dovuta all'impatto che la pandemia COVID-19 ha avuto sulla disponibilità a ritirare i volumi di GNL contrattualizzati e la conseguente pressione a ribasso sui prezzi di vendita in Asia. Solida la performance del business retail (+€11 milioni l'utile operativo adjusted vs. trimestre 2019; +8%), nonostante il calo delle vendite a seguito delle più miti condizioni climatiche e gli impatti della crisi sui consumi industriali e termoelettrici e sui maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti in funzione dell'atteso deterioramento del rischio controparte. Tali fattori negativi sono stati più che compensati dalle azioni commerciali/efficienza e dal contributo del business extra-commodity in Italia.
- L'**utile netto adjusted** (€317 milioni) è in aumento del 33%.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 10.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

IV Trim. 2019			I Trim. 2020			2019	var %
4,2	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	3,6	3,4	6		
4,86	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,06	4,94	(18)		
0,64	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,55	0,41	34		
2,16	Lavorazioni in conto proprio Medio Oriente (ADNOC Refining 20%)		1,42		..		
7,66	Totale lavorazioni		6,03	5,35	13		
85	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	74	86			
126	Lavorazioni bio	mgl ton	188	80	..		
Marketing							
2,02	Vendite rete Europa	mln ton	1,64	1,95	(16)		
1,42	Vendite rete Italia		1,12	1,38	(19)		
0,60	Vendite rete resto d'Europa		0,52	0,57	(9)		
23,4	Quota mercato rete Italia	%	23,2	24,0			
2,65	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,08	2,26	(8)		
1,93	Vendite extrarete Italia		1,51	1,69	(11)		
0,72	Vendite extrarete resto d'Europa		0,57	0,57			
Chimica							
1,03	Vendite prodotti petrolchimici	mln ton	0,89	1,04	(15)		
68	Tasso utilizzo impianti	%	58	65			

- Nel primo trimestre 2020 il **marginale indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin) prosegue la contrazione già in atto a fine 2019, rimanendo su valori non remunerativi (3,6 \$/barile la media del periodo, in linea con il 2019). Tuttavia nel mese di marzo è stato registrato un certo recupero rispetto ai valori depressi di gennaio-febbraio grazie alla riduzione del costo della carica petrolifera. Inoltre, rispetto al primo trimestre 2019 si evidenzia una sostanziale ripresa del differenziale dei greggi pesanti vs. il Brent, indicatore della redditività delle lavorazioni complesse (-2 \$/barile rispetto a valori a premio nel 2019).
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 6,03 milioni di tonnellate, +13% rispetto al trimestre 2019 per effetto dell'acquisizione del 20% di ADNOC Refining perfezionata il 31 luglio 2019. Escludendo tale effetto, la variazione si ridetermina in -14% a seguito delle minori lavorazioni presso le raffinerie di Taranto e Sannazzaro per maggiori fermate manutentive, e Livorno per effetto di uno scenario non remunerativo, parzialmente compensate dai maggiori volumi lavorati presso la raffineria di Bayernoil per il riavvio dell'impianto di Vohburg.
- I **volumi di lavorazione bio** sono più che raddoppiati rispetto al trimestre 2019, a seguito dell'avvio produttivo della bioraffineria di Gela avvenuto ad agosto 2019, che ha più che compensato le maggiori fermate non programmate di Venezia.
- Le **vendite rete in Italia** del trimestre pari a 1,12 milioni di tonnellate (-19%), risultano in calo su tutti i segmenti, con valori accentuati sulla rete autostradale per il crollo dei consumi registrato da febbraio a seguito del lockdown in risposta al COVID-19. La quota di mercato del trimestre si è attestata a 23,2% (24% nel trimestre 2019).
- Le **vendite extrarete in Italia** di 1,51 milioni di tonnellate si riducono dell'11% rispetto al periodo di confronto per effetto in particolare delle minori vendite di jet fuel e benzine, i cui consumi si sono ridotti da febbraio a causa del lockdown per contenere la diffusione del COVID-19.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 1,1 milioni di tonnellate, in riduzione del 4% rispetto al trimestre 2019, riflettono principalmente i minori volumi commercializzati in Spagna, Francia e Austria, parzialmente compensati da maggiori vendite in Germania a seguito del riavvio della produzione da Bayernoil.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel trimestre di 0,89 milioni di tonnellate sono diminuite del 15%. La flessione ha interessato tutti i segmenti, con i maggiori cali registrati da intermedi e polietilene, a causa della minore domanda da parte dei principali settori di utilizzo, in particolare l'automotive, accentuata dal peggioramento del quadro economico globale a causa dell'emergenza COVID-19. Tali trend sono stati attenuati, in particolare dal mese di marzo, dalla robusta richiesta di prodotti per l'emergenza sanitaria e il settore del packaging.

- I **marginii dei prodotti chimici** hanno registrato valori depressi nel bimestre gennaio-febbraio a causa del rallentamento economico e della pressione competitiva; tuttavia nel mese di marzo il margine del cracker è risalito in maniera significativa grazie al calo della carica petrolifera.

Risultati

IV Trim. 2019	(€ milioni)	I Trim.		
		2020	2019	var %
(1.006)	Utile (perdita) operativo	(1.910)	428	..
(3)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.691	(402)	
848	Esclusione special items dell'utile (perdita) operativo	235	(44)	
(161)	Utile operativo adjusted	16	(18)	189
(37)	- Refining & Marketing	81	28	189
(124)	- Chimica	(65)	(46)	..
(6)	Proventi (oneri) finanziari netti	(8)	(7)	
28	Proventi (oneri) su partecipazioni	(10)	21	
27	Imposte sul reddito	(62)	(11)	
(112)	Utile (perdita) netto adjusted	(64)	(15)	(327)
285	Investimenti tecnici	235	188	25

- Nel primo trimestre 2020 il **business Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €81 milioni, con un incremento di €53 milioni rispetto al primo trimestre 2019, pari al 189%. Tale sensibile recupero riflette il maggiore contributo della raffinazione grazie al migliorato assetto industriale, ai saving di costi operativi nonché all'incremento dei margini e dei volumi delle lavorazioni bio, che hanno beneficiato del contributo della bioraffineria di Gela avviata ad agosto 2019. I business commerciali, nonostante la pesante caduta dei volumi registrata a marzo a causa delle misure di lockdown adottate dal governo italiano a fronte dell'emergenza COVID-19, hanno registrato performance positive sia nel segmento rete sia nell'extrarete.
- Nel primo trimestre 2020 il **business della Chimica** ha registrato una **perdita operativa adjusted** pari a €65 milioni, in peggioramento rispetto al primo trimestre 2019 (-€19 milioni), influenzata dal già debole andamento della domanda dei principali settori utilizzatori di materia plastiche, in particolare l'automotive, che è stato poi accentuato dal peggioramento del quadro economico globale a seguito dell'emergenza COVID-19. Inoltre, in un mercato globale in contrazione, la pressione sui margini si è intensificata a causa della pressione competitiva da parte di produttori con maggiori economie di scala e di costo delle materie prime (ad esempio i produttori USA che utilizzano i cracker a etano). Tali trend hanno determinato spread dei prodotti rispetto alla carica su valori non remunerativi per il polietilene e significative flessioni negli stirenici e negli elastomeri. Inoltre il risultato è stato influenzato dalla fermata manutentiva generale degli impianti di Priolo e da una manutenzione allo steam cracking di Dunkerque.
- Il **risultato netto adjusted** è stato pari ad una perdita netta di €64 milioni, in peggioramento di €49 milioni rispetto al trimestre 2019, influenzato dalla perdita della partecipazione in ADNOC Refining a causa dallo scenario margini in Medio Oriente e di una fermata manutentiva programmata, parzialmente compensato dai dividendi di società partecipate valutate al fair value through OCI.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 10.

Risultati di Gruppo

IV Trim. 2019	(€ milioni)	I Trim. 2020	2019	var %
16.215	Ricavi della gestione caratteristica	13.873	18.540	(25)
(178)	Utile (perdita) operativo	(1.095)	2.518	..
14	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	1.577	(272)	
1.969	Esclusione special item dell'utile (perdita) operativo ^(a)	825	108	
1.805	Utile operativo adjusted	1.307	2.354	(44)
	Dettaglio per settore di attività			
2.051	Exploration & Production	1.037	2.308	(55)
118	Gas & Power	431	335	29
(161)	Refining & Marketing e Chimica	16	(18)	189
(211)	Corporate e altre attività	(211)	(137)	(54)
8	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)	34	(134)	
(1.891)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	(2.929)	1.092	..
10	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	1.118	(192)	
2.427	Esclusione special item ^(a)	1.870	92	
546	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	59	992	(94)

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

(b) Sono gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti e servizi non ancora realizzate vs. terzi a fine periodo.

Risultati adjusted

- Nel primo trimestre 2020, il Gruppo Eni ha conseguito un **utile operativo adjusted** di €1.307 milioni (-44% rispetto allo stesso periodo del 2019). Al netto dell'effetto scenario di -€1,1 miliardi e degli impatti del COVID-19 di -€0,15 miliardi², la performance è stata positiva per +€0,2 miliardi (+16%) per effetto dei driver descritti nel commento dei business.
- Nel trimestre, il **risultato netto adjusted** di €59 milioni è diminuito del 94% rispetto al periodo di confronto 2019 per effetto della flessione della performance operativa, dei minori risultati delle JV e altre partecipazioni industriali a causa del deterioramento del quadro macroeconomico. Inoltre si rileva l'incremento del tax rate adjusted che si attesta al 92% (+38 punti percentuali rispetto al periodo precedente) dovuto alla crescita del tax rate della E&P (75%, +23 punti percentuali rispetto al primo trimestre 2019) per effetto: (i) della maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità (quali Emirati Arabi Uniti e Algeria); (ii) della maggiore incidenza dei costi indeducibili/non recuperabili nei PSA a causa dello scenario depresso; nonché (iii) della disottimizzazione fiscale connessa alla prosecuzione nel 2020 del trend di perdita sulla commercializzazione del gas libico di competenza del partner. Il maggiore tax rate di Gruppo (92%) rispetto a quello della E&P (75%) è determinato dall'ineducibilità della svalutazione delle partecipazioni e dalla valorizzazione delle perdite realizzate in Italia con la minore aliquota legale del 24%.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €825 milioni con il seguente breakdown per settore:

- E&P:** oneri netti di €322 milioni rappresentati principalmente da svalutazioni di proprietà oil&gas (€197 milioni) in funzione della revisione dello scenario prezzi a breve-medio termine in base alla quale è stata verificata la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle CGU, svalutazione di crediti di prodotto ai valori correnti di mercato (€89 milioni) e accantonamenti a fondo rischi (€27 milioni);
- G&P:** oneri netti di €223 milioni rappresentati dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€184 milioni). Comprende inoltre la riclassifica del saldo positivo di €46 milioni relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le

² Gli impatti COVID-19 comprendono riduzione domanda gas, mancati ritiri contrattuali di GNL in Asia, impatti operativi su produzione idrocarburi, minori volumi in R&M e Chimica, maggiori accantonamenti per svalutazione crediti (aggiornamento expected loss).

relative differenze di cambio di traduzione;

- **R&M e Chimica:** oneri netti di €235 milioni rappresentati principalmente da svalutazioni di impianti dovute al peggioramento dello scenario e agli investimenti di periodo relativi a CGU della R&M svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€139 milioni), oneri ambientali (€15 milioni), nonché la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€85 milioni).

Gli **special item delle partecipazioni** comprendono: (i) €565 milioni di oneri per la Vår Energi relativi a svalutazioni di proprietà oil&gas dovute alla revisione dello scenario petrolifero per gli anni 2020-2021 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 €139 milioni relativi all'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti di ADNOC Refining.

Risultati reported

Nel primo trimestre 2020 il Gruppo Eni ha registrato una **perdita netta di competenza degli azionisti** di €2.929 milioni rispetto all'utile netto di €1.092 milioni del primo trimestre 2019, di cui circa €1,1 miliardi di perdita operativa.

Oltre ai fattori descritti nel commento della performance di business, il risultato operativo è stato penalizzato dall'effetto della rapida discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo (-€1,6 miliardi), da €0,34 miliardi di svalutazioni di attività minerarie e raffinerie per revisione negativa dello scenario, nonché dai fair value negativi dei derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting anch'essi per effetto scenario.

La gestione delle partecipazioni in joint venture e altre iniziative industriali evidenzia una perdita di circa €800 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.

Gli oneri finanziari aumentano di circa €172 milioni a causa dei minori proventi da mark-to-market delle securities held for trading.

Il tax rate reported evidenzia un sensibile peggioramento come descritto nel commento ai risultati adjusted.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

IV Trim.		I Trim.	
2019	(€ milioni)	2020	2019 var. ass.
(1.889)	Utile (perdita) netto	(2.927)	1.095 (4.022)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
4.234	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	3.335	1.954 1.381
(126)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(3)	(5) 2
1.558	- dividendi, interessi e imposte	721	1.482 (761)
1.338	Variazione del capitale di esercizio	685	(1.590) 2.275
119	Dividendi incassati da partecipate	156	530 (374)
(1.332)	Imposte pagate	(738)	(1.153) 415
(177)	Interessi (pagati) incassati	(254)	(216) (38)
3.725	Flusso di cassa netto da attività operativa	975	2.097 (1.122)
(2.241)	Investimenti tecnici	(1.590)	(2.239) 649
(26)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(222)	(30) (192)
274	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	8	6 2
(178)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(93)	68 (161)
1.554	Free cash flow	(922)	(98) (824)
(126)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(735)	(65) (670)
555	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(452)	(210) (242)
(225)	Rimborso di passività per beni in leasing	(249)	(230) (19)
(180)	Flusso di cassa del capitale proprio		
(17)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	5	8 (3)
1.561	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(2.353)	(595) (1.758)
2.611	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	1.953	3.415 (1.462)

IV Trim.		I Trim.	
2019	(€ milioni)	2020	2019 var. ass.
1.554	Free cash flow	(922)	(98) (824)
(225)	Rimborso di passività per beni in leasing	(249)	(230) (19)
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(66)	(66) (66)
83	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(206)	(61) (145)
(180)	Flusso di cassa del capitale proprio		
1.232	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(1.443)	(389) (1.054)
	Effetti prima applicazione IFRS 16		(5.746) 5.746
225	Rimborsi lease liability	249	230 19
(65)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(362)	(302) (60)
160	Variazione passività per beni in leasing	(113)	(5.818) 5.705
1.392	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.556)	(6.207) 4.651

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo trimestre 2020 è stato di €975 milioni, con una flessione di oltre il 50% rispetto al primo trimestre 2019 a causa del deterioramento dello scenario.

Il flusso di cassa del capitale circolante di €685 miliardi risente del minore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2019 (-€0,47 miliardi).

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €1.953 milioni con una riduzione del 43% rispetto allo stesso periodo 2019. La flessione è dovuta per €1,5 miliardi all'effetto scenario e alla variazione non cash del fair-value di derivati, per €0,15 miliardi agli impatti COVID-19 e per +€0,2 miliardi alla performance.

Il cash tax rate di Gruppo è risultato pari al 30% (29% nel primo trimestre 2019).

I fabbisogni per gli **investimenti del periodo tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €1.812 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 (€0,3 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €1,9 miliardi.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Mar. 2020	31 Dic. 2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	62.191	62.192	(1)
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.429	5.349	80
Attività immateriali	3.207	3.059	148
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	558	1.371	(813)
Partecipazioni	9.014	9.964	(950)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.288	1.234	54
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.181)	(2.235)	54
	79.506	80.934	(1.428)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	3.803	4.734	(931)
Crediti commerciali	8.375	8.519	(144)
Debiti commerciali	(8.990)	(10.480)	1.490
Attività (passività) tributarie nette	(1.970)	(1.594)	(376)
Fondi per rischi e oneri	(13.339)	(14.106)	767
Altre attività (passività) d'esercizio	(2.181)	(1.864)	(317)
	(14.302)	(14.791)	489
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.156)	(1.136)	(20)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	18	18	
CAPITALE INVESTITO NETTO	64.066	65.025	(959)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	45.277	47.839	(2.562)
Interessenze di terzi	108	61	47
Patrimonio netto	45.385	47.900	(2.515)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.920	11.477	1.443
Passività per leasing	5.761	5.648	113
- di cui working interest Eni	3.802	3.672	130
- di cui working interest follower	1.959	1.976	(17)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	18.681	17.125	1.556
COPERTURE	64.066	65.025	(959)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,28	0,24	0,04
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,41	0,36	0,05
Gearing	0,29	0,26	0,03

- Al fine periodo, il **capitale immobilizzato** si riduce di €1.428 milioni per effetto essenzialmente della svalutazione delle scorte d'obbligo di olio e prodotti a seguito della flessioni delle quotazioni, nonché della riduzione della voce "Partecipazioni" dovuta alle minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto delle partecipazioni in Vår Energi e ADNOC Refining; mentre i tangible asset sono rimasti invariati per effetto della compensazione tra investimenti di periodo e differenze cambio positive in incremento e in decremento gli ammortamenti e le svalutazioni.
- Il **capitale di esercizio netto** (-€14.302 milioni) aumenta di €489 milioni per effetto della riduzione dei debiti commerciali (-€1.490 milioni) e dei fondi per effetto tassi di attualizzazione (peggioramento spread applicati alle varie classi di merito creditizio); tali decrementi sono stati in parte compensati dalla flessione del valore d'iscrizione delle rimanenze di greggio e prodotti a seguito dell'allineamento ai valori di realizzo a fine periodo (-€931 milioni) e dall'incremento dei debiti tributari (€376 milioni) a seguito dello stanziamento delle imposte di periodo e della circostanza che la situazione al 31 dicembre sconta il pagamento anticipato di accise.
- Il **patrimonio netto** (€45.385 milioni) è diminuito di €2.515 milioni rispetto al 31 dicembre 2019. La perdita netta del periodo (-€2.927 milioni) e la variazione negativa (-€427 milioni) della riserva cash flow hedge sono state parzialmente compensate dall'incremento della riserva per differenze cambio (€578 milioni) in funzione dell'apprezzamento del dollaro sull'euro.
- L'**indebitamento finanziario netto**³ al 31 marzo 2020 è pari a €18.681 milioni in aumento di €1.556 milioni rispetto al 2019. Escludendo la lease liability – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €12.920 milioni con un aumento di circa €1,4 miliardi.

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 23.

- Il **leverage**⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,41 al 31 marzo 2020, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,28.

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. 17 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al primo trimestre 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 primo trimestre 2020 e ai relativi comparative period (primo trimestre e quarto trimestre 2019). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 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 primo trimestre 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 periods 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.

* * *

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'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 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 straordinari (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 privi dei requisiti formali per l'hedge accounting 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 al valore attuale, 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)

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)
Tax rate (%)	75,4	26,3	..			92,1
Utile (perdita) netto adjusted	212	317	(64)	(429)	25	61
di cui:						
- 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.

(€ milioni)

I Trimestre 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.289	208	428	(143)	(264)	2.518
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(402)		130	(272)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			40			40
svalutazioni (riprese di valore) nette	12		17	2		31
plusvalenze nette su cessione di asset	(3)		(2)			(5)
accantonamenti a fondo rischi						
oneri per incentivazione all'esodo	1		2	3		6
derivati su commodity		(18)	(107)			(125)
differenze e derivati su cambi	1	43	(6)			38
altro	8	102	12	1		123
Special item dell'utile (perdita) operativo	19	127	(44)	6		108
Utile (perdita) operativo adjusted	2.308	335	(18)	(137)	(134)	2.354
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(124)	2	(7)	(143)		(272)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	62	7	21	9		99
Imposte sul reddito ^(a)	(1.175)	(105)	(11)	68	37	(1.186)
Tax rate (%)	52,3	30,5	..			54,4
Utile (perdita) netto adjusted	1.071	239	(15)	(203)	(97)	995
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						992
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						1.092
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(192)
Esclusione special item						92
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						992

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV Trimestre 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	830	264	(1.006)	(257)	(9)	(178)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(3)		17	14
Esclusione special item:						
oneri ambientali	32		124	30		186
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.191	37	607	9		1.844
plusvalenze nette su cessione di asset	(124)		(2)	(1)		(127)
accantonamenti a fondo rischi	(8)		(2)	2		(8)
oneri per incentivazione all'esodo	14			6		20
derivati su commodity		(190)	(9)			(199)
differenze e derivati su cambi	8	(46)	13			(25)
altro	108	53	117			278
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.221	(146)	848	46		1.969
Utile (perdita) operativo adjusted	2.051	118	(161)	(211)	8	1.805
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(40)	1	(6)	(145)		(190)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	114	6	28	18		166
Imposte sul reddito ^(a)	(1.297)	(48)	27	83	2	(1.233)
Tax rate (%)	61,0	38,4	..			69,2
Utile (perdita) netto adjusted	828	77	(112)	(255)	10	548
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						546
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.891)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						10
Esclusione special item						2.427
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						546

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

IV Trim.		I Trim.	
2019	(€ milioni)	2020	2019
186	Oneri ambientali	15	40
1.844	Svalutazioni (riprese di valore) nette	341	31
(127)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(2)	(5)
(8)	Accantonamenti a fondo rischi	26	
20	Oneri per incentivazione all'esodo	22	6
(199)	Derivati su commodity	269	(125)
(25)	Differenze e derivati su cambi	38	38
278	Altro	116	123
1.969	Special item dell'utile (perdita) operativo	825	108
37	Oneri (proventi) finanziari	(52)	(36)
	di cui:		
25	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(38)	(38)
192	Oneri (proventi) su partecipazioni	817	2
	di cui:		
101	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	595	
229	Imposte sul reddito	280	18
	di cui:		
795	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	395	
(566)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	(115)	18
2.427	Totale special item dell'utile (perdita) netto	1.870	92

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

IV Trim.		I Trim.		
2019	(€ milioni)	2020	2019	var %
6.140	Exploration & Production	4.194	5.674	(26)
4.121	Gas & Power	4.437	6.518	(32)
9.719	Refining & Marketing e Chimica	7.450	9.771	(24)
9.140	- Refining & Marketing	6.805	9.161	(26)
953	- Chimica	902	1.037	(13)
(374)	- Elisioni	(257)	(427)	
491	Corporate e altre attività	385	367	5
(4.256)	Elisioni di consolidamento	(2.593)	(3.790)	
16.215		13.873	18.540	(25)

Costi operativi

IV Trim.		I Trim.		
2019	(€ milioni)	2020	2019	var %
11.900	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	11.669	13.416	(13)
84	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	72	89	(19)
738	Costo lavoro	838	774	8
20	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	22	6	
12.722		12.579	14.279	(12)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

IV Trim.		I Trim.		
2019	(€ milioni)	2020	2019	var %
1.941	Exploration & Production	1.621	1.603	1
82	Gas & Power	81	82	(1)
163	Refining & Marketing e Chimica	149	153	(3)
138	- Refining & Marketing	129	131	(2)
25	- Chimica	20	22	(9)
35	Corporate e altre attività	37	37	
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)	
2.213	Ammortamenti	1.880	1.867	1
1.844	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	341	31	..
4.057	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.221	1.898	17
120	Radiazioni	118	40	..
4.177		2.339	1.938	21

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)					
I Trimestre 2020	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(626)	(1)	(165)	(84)	(876)
Dividendi			16		16
Altri proventi (oneri) netti		(30)			(30)
	(626)	(31)	(149)	(84)	(890)

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)	31 Mar. 2020	31 Dic. 2019	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.270	24.518	(248)
- Debiti finanziari a breve termine	4.572	5.608	(1.036)
- Debiti finanziari a lungo termine	19.698	18.910	788
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3.641)	(5.994)	2.353
Titoli held for trading	(6.602)	(6.760)	158
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.107)	(287)	(820)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.920	11.477	1.443
Passività per beni in leasing	5.761	5.648	113
- di cui working interest Eni	3.802	3.672	130
- di cui working interest follower	1.959	1.976	(17)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	18.681	17.125	1.556
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	45.385	47.900	(2.515)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,28	0,24	0,04
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,41	0,36	0,05

Leverage pro-forma

(€ milioni)	Misura di bilancio	Quota di lease liability di competenza di joint operator	Misura pro-forma
Indebitamento finanziario netto	18.681	1.959	16.722
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	45.385		45.385
Leverage pro-forma	0,41		0,37

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)			
		31 Mar. 2020	31 Dic. 2019
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti		3.641	5.994
Attività finanziarie destinate al trading		6.602	6.760
Altre attività finanziarie		1.200	384
Crediti commerciali e altri crediti		12.695	12.873
Rimanenze		3.803	4.734
Attività per imposte sul reddito		184	192
Altre attività		4.307	3.972
		32.432	34.909
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari		62.191	62.192
Diritto di utilizzo beni in leasing		5.429	5.349
Attività immateriali		3.207	3.059
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		558	1.371
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		8.080	9.035
Altre partecipazioni		934	929
Altre attività finanziarie		1.224	1.174
Attività per imposte anticipate		4.955	4.360
Attività per imposte sul reddito		177	173
Altre attività		801	871
		87.556	88.513
Attività destinate alla vendita		18	18
TOTALE ATTIVITÀ		120.006	123.440
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine		2.104	2.452
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.468	3.156
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		953	889
Debiti commerciali e altri debiti		13.778	15.545
Passività per imposte sul reddito		405	456
Altre passività		8.516	7.146
		28.224	29.644
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine		19.698	18.910
Passività per beni in leasing a lungo termine		4.808	4.759
Fondi per rischi e oneri		13.339	14.106
Fondi per benefici ai dipendenti		1.156	1.136
Passività per imposte differite		5.270	4.920
Passività per imposte sul reddito		483	454
Altre passività		1.643	1.611
		46.397	45.896
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita			
TOTALE PASSIVITÀ		74.621	75.540
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi		108	61
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale		4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti		36.019	37.436
Riserve per differenze cambio da conversione		7.787	7.209
Altre riserve		1.376	1.564
Azioni proprie		(981)	(981)
Acconto sul dividendo			(1.542)
Utile (perdita) netto		(2.929)	148
Totale patrimonio netto di Eni		45.277	47.839
TOTALE PATRIMONIO NETTO		45.385	47.900
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		120.006	123.440

CONTO ECONOMICO

IV Trim. 2019	(€ milioni)	I Trim. 2020	2019
RICAVI			
16.215	Ricavi della gestione caratteristica	13.873	18.540
241	Altri ricavi e proventi	213	261
16.456	Totale ricavi	14.086	18.801
COSTI OPERATIVI			
(11.900)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(11.669)	(13.416)
(84)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(72)	(89)
(738)	Costo lavoro	(838)	(774)
265	Altri proventi (oneri) operativi	(263)	(66)
(2.213)	Ammortamenti	(1.880)	(1.867)
(1.844)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(341)	(31)
(120)	Radiazioni	(118)	(40)
(178)	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	(1.095)	2.518
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI			
662	Proventi finanziari	1.345	1.266
(965)	Oneri finanziari	(1.518)	(1.545)
6	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(99)	62
70	Strumenti finanziari derivati	(136)	(19)
(227)		(408)	(236)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI			
(143)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(876)	76
117	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	(14)	21
(26)		(890)	97
(431)	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	(2.393)	2.379
(1.458)	Imposte sul reddito	(534)	(1.284)
(1.889)	Utile (perdita) netto	(2.927)	1.095
	di competenza:		
(1.891)	- azionisti Eni	(2.929)	1.092
2	- interessenze di terzi	2	3
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)			
(0,53)	- semplice	(0,82)	0,30
(0,53)	- diluito	(0,82)	0,30
Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)			
3.577,1	- semplice	3.572,5	3.601,1
3.579,3	- diluito	3.574,8	3.603,9

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	I Trim.	
	2020	2019
Utile (perdita) netto del periodo	(2.927)	1.095
Componenti non riclassificabili a conto economico	(4)	
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	<i>(4)</i>	
Componente riclassificabili a conto economico	407	609
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	<i>578</i>	<i>903</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	<i>(427)</i>	<i>(411)</i>
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	<i>133</i>	<i>(2)</i>
<i>Effetto fiscale</i>	<i>123</i>	<i>119</i>
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	403	609
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(2.524)	1.704
di competenza:		
- azionisti Eni	(2.526)	1.701
- interessenze di terzi	2	3

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019		51.069
Totale utile (perdita) complessivo	1.704	
Altre variazioni	3	
Totale variazioni		1.707
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2019		52.776
di competenza:		
- azionisti Eni		52.716
- interessenze di terzi		60
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2019		47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(2.524)	
Altre variazioni	9	
Totale variazioni		(2.515)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2020		45.385
di competenza:		
- azionisti Eni		45.277
- interessenze di terzi		108

RENDICONTO FINANZIARIO

IV Trim. 2019	(€ milioni)	I Trim. 2020	2019
(1.889)	Utile (perdita) netto	(2.927)	1.095
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
2.213	Ammortamenti	1.880	1.867
1.844	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	341	31
120	Radiazioni	118	40
143	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	876	(76)
(126)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(3)	(5)
(104)	Dividendi	(16)	(21)
(38)	Interessi attivi	(28)	(34)
242	Interessi passivi	231	253
1.458	Imposte sul reddito	534	1.284
(74)	Altre variazioni	83	45
	Variazioni del capitale di esercizio:		
(150)	- rimanenze	1.777	(189)
96	- crediti commerciali	225	(2.158)
961	- debiti commerciali	(1.624)	424
332	- fondi per rischi e oneri	(96)	(55)
99	- altre attività e passività	403	388
1.338	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	685	(1.590)
(12)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	37	47
119	Dividendi incassati da partecipate	156	530
19	Interessi incassati	23	14
(196)	Interessi pagati	(277)	(230)
(1.332)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(738)	(1.153)
3.725	Flusso di cassa netto da attività operativa	975	2.097
	Investimenti:		
(2.120)	- attività materiali e diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(1.529)	(2.179)
(121)	- attività immateriali	(61)	(60)
(5)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(99)	
(21)	- partecipazioni	(123)	(30)
	- titoli strumentali all'attività operativa	(6)	(3)
(85)	- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(44)	(48)
(197)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(95)	87
(2.549)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(1.957)	(2.233)
	Disinvestimenti:		
236	- attività materiali	4	6
16	- attività immateriali		
22	- partecipazioni	4	
12	- titoli strumentali all'attività operativa	10	
91	- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	42	32
1	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		
378	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	60	38
(126)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(735)	(65)
(2.297)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.632)	(2.260)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

IV Trim.		I Trim.	
2019	(€ milioni)	2020	2019
768	Assunzione di debiti finanziari non correnti	999	26
(216)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.035)	(381)
(225)	Rimborso di passività per beni in leasing	(249)	(230)
3	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(416)	145
330		(701)	(440)
(1)	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate		
(1)	Dividendi pagati ad altri azionisti		
(178)	Acquisto di azioni proprie		
150	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(701)	(440)
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(1)
(17)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	5	9
1.561	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(2.353)	(595)
4.433	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	5.994	10.855
5.994	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	3.641	10.260

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

IV Trim.		I Trim.	
2019	(€ milioni)	2020	2019
	Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti		
1	Attività correnti	14	
12	Attività non correnti	204	
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(63)	
(6)	Passività correnti e non correnti	(9)	
7	Effetto netto degli investimenti	146	
(2)	Interessenze di terzi	(44)	
5	Totale prezzo di acquisto	102	
	a dedurre:		
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(3)	
5	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	99	

Investimenti tecnici

IV Trim.		I Trim.		
2019	(€ milioni)	2020	2019	var %
1.775	Exploration & Production	1.258	1.986	(37)
4	- acquisto di riserve proved e unproved		366	..
187	- ricerca esplorativa	171	143	20
1.543	- sviluppo	1.070	1.467	(27)
41	- altro	17	10	70
81	Gas & Power	57	42	36
285	Refining & Marketing e Chimica	235	188	25
228	- Refining & Marketing	169	171	(1)
57	- Chimica	66	17	..
104	Corporate e altre attività	42	27	56
(4)	Elisioni di consolidamento	(2)	(4)	
2.241	Investimenti tecnici	1.590	2.239	(29)

Nel primo trimestre 2020 gli investimenti tecnici di €1.590 milioni (€2.239 milioni nel primo trimestre 2019) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.070 milioni) in particolare in Indonesia, Egitto, Mozambico, Emirati Arabi Uniti, Messico, Kazakhstan e Iraq;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€157 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 (€12 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€51 milioni).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2019			I Trim.	
			2020	2019
1.921	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(mgl di boe/giorno)	1.774	1.841
117	Italia		111	132
191	Resto d'Europa		254	170
393	Africa Settentrionale		250	374
363	Egitto		299	336
385	Africa Sub-Sahariana		369	363
163	Kazakhstan		173	148
174	Resto dell'Asia		191	181
106	America		110	107
29	Australia e Oceania		17	30
166	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	144	152

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2019			I Trim.	
			2020	2019
926	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	892	887
52	Italia		49	56
115	Resto d'Europa		149	102
176	Africa Settentrionale		116	164
77	Egitto		74	71
242	Africa Sub-Sahariana		232	252
110	Kazakhstan		117	96
92	Resto dell'Asia		94	84
60	America		61	60
2	Australia e Oceania			2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2019			I Trim.	
			2020	2019
152	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	135	146
10	Italia		9	12
12	Resto d'Europa		16	10
33	Africa Settentrionale		20	32
44	Egitto		35	41
22	Africa Sub-Sahariana		21	17
8	Kazakhstan		9	8
12	Resto dell'Asia		15	15
7	America		7	7
4	Australia e Oceania		3	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 (123 e 119 mila boe/giorno nel primo trimestre 2020 e 2019, rispettivamente e 120 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2019).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

IV Trim.		(mld di metri cubi)	I Trim.		
2019			2020	2019	var %
8,67	ITALIA		8,97	10,77	(17)
1,86	- Grossisti		2,42	2,55	(5)
2,37	- PSV e borsa		1,04	2,52	(59)
1,14	- Industriali		1,22	1,32	(8)
0,24	- PMI e terziario		0,31	0,35	(11)
0,37	- Termoelettrici		0,38	0,40	(5)
1,14	- Residenziali		2,07	2,01	3
1,55	- Autoconsumi		1,53	1,62	(6)
8,42	VENDITE INTERNAZIONALI		7,78	10,56	(26)
6,90	Resto d'Europa		6,83	8,00	(15)
1,14	- Importatori in Italia		0,96	1,02	(6)
5,76	- Mercati europei		5,87	6,98	(16)
1,11	<i>Penisola Iberica</i>		1,08	1,21	(11)
0,57	<i>Germania/Austria</i>		0,08	0,45	(82)
0,96	<i>Benelux</i>		0,98	0,91	8
0,44	<i>Regno Unito</i>		0,44	0,49	(10)
1,13	<i>Turchia</i>		1,42	1,77	(20)
1,38	<i>Francia</i>		1,60	1,71	(6)
0,17	<i>Altro</i>		0,27	0,44	(39)
1,52	Resto del Mondo		0,95	2,56	(63)
17,09	TOTALE VENDITE GAS MONDO		16,75	21,33	(21)
2,70	<i>di cui: vendite di GNL</i>		2,50	2,70	(7)