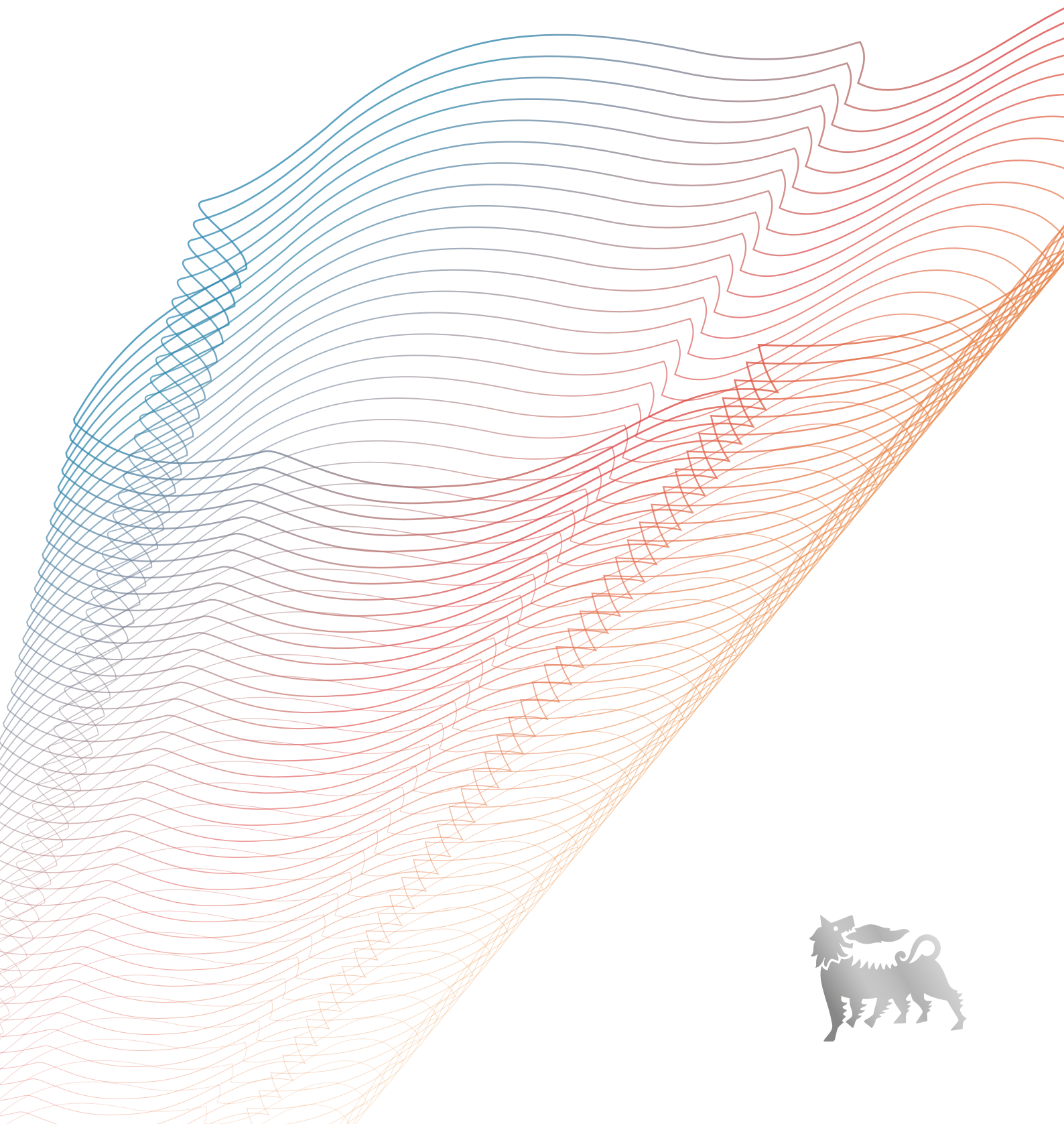


Eni
Relazione finanziaria
semestrale consolidata
al 30 giugno
2019



Mission

Siamo un'impresa dell'energia.
Lavoriamo per costruire un futuro
in cui tutti possano accedere
alle risorse energetiche
in maniera efficiente e sostenibile.
Fondiamo il nostro lavoro
sulla passione e l'innovazione.
Sulla forza e lo sviluppo
delle nostre competenze.
Sul valore della persona,
riconoscendo la diversità come risorsa.
Crediamo nella partnership di lungo termine
con i Paesi e le comunità che ci ospitano.

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno **2019**



Disclaimer

La Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", 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 rischiosità 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 sociopolitica 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.

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Per il Glossario si rinvia al sito internet eni.com.

Relazione intermedia sulla gestione

- 4** Highlight
- 7** Principali dati economico-finanziari
- Andamento operativo**
 - 9** Exploration & Production
 - 11** Gas & Power
 - 13** Refining & Marketing e Chimica
- 16** Commento ai risultati e altre informazioni
- 36** Fattori di rischio ed incertezza
- 46** Evoluzione prevedibile della gestione
- 47** Altre informazioni

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

- 50** Schemi di bilancio
- 57** Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato
- 108** Attestazione del management
- 109** Relazione della Società di revisione

Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato

- 112** Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2019
- 138** Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Highlight

Performance finanziaria

- **Risultati adjusted:** utile operativo adjusted di €4,63 miliardi, in riduzione del 6% rispetto al primo semestre 2018. Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario e dello IFRS 16, la variazione si ridetermina in un incremento del 7%.
L'utile netto adjusted, senza la predetta omogeneizzazione, ammonta a €1,55 miliardi, in riduzione dell'11% (-8% escludendo gli effetti IFRS 16).
- **Risultato netto reported:** €1,52 miliardi.
- **Generazione di cassa ante working capital a costi di rimpiazzo:** €6,8 miliardi, +23%. Prima dell'effetto determinato dallo IFRS 16 e considerando i fenomeni straordinari che avevano ridotto di circa €500 milioni il dato del periodo di confronto, la crescita rimane comunque significativa: €6,5 miliardi (+9%).
- **Generazione di cassa operativa:** €6,61 miliardi, +27%, su cui ha inciso il pagamento straordinario legato alla definizione di un arbitrato (€330 milioni).
- **Investimenti netti:** €3,79 miliardi al netto dell'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria e con effetti IFRS 16 non significativi.
- **Indebitamento finanziario netto:** escludendo l'applicazione dell'IFRS 16, il debito netto si determina in €7,87 miliardi, in riduzione del 5% rispetto al 31/12/2018. Includendo gli effetti dello IFRS 16: €13,59 miliardi, di cui circa €2 miliardi relativi alla lease liability di competenza dei joint operator upstream dell'Eni.
- **Leverage:** escludendo l'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,15, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2018. Includendo gli effetti dello IFRS 16: leverage a 0,27; 0,23 al netto della quota di lease liabilities di competenza dei partner E&P.
- **Buy-back:** avviato a fine maggio il programma di riacquisto di azioni; al 30 giugno acquistate 3,69 milioni di azioni al costo di €52,4 milioni.
- **Proposta acconto dividendo 2019:** €0,43 per azione¹, a valere sulla previsione di dividendo annuo di €0,86 per azione.

Performance operativa

- **Produzione di idrocarburi: 1,83 milioni di boe/giorno**, sostanzialmente invariata al netto dell'effetto portafoglio. Confronto penalizzato della cessazione del contratto produttivo Intisar in Libia avvenuta a partire dal terzo trimestre del 2018. Escludendo tale effetto e il portafoglio, crescita netta di 94 mila boe/giorno pari a +5,5% per l'incremento organico dei volumi e minori manutenzioni;
 - contributo complessivo da avvii/ramp-up pari a circa 218 mila boe/giorno, guidato dalla piena regimazione dei progetti libici avviati nel 2018 (Wafa compression e Bahr Essalam fase 2) e dalla crescita organica in Egitto (ramp-up Zohr), Ghana ed Angola.
- **Avvii nuovi giacimenti:**
 - **Messico:** avviato in "early production" il giacimento Miztón nell'Area 1 offshore, primo step dello sviluppo di un hub petrolifero con risorse stimate pari a 2,1 miliardi di boe in posto. Lo start-up è avvenuto in meno di due anni e mezzo dalla perforazione del primo pozzo e a meno di un anno dall'approvazione del piano di sviluppo a dimostrazione dell'efficacia del modello di fast track di Eni;
 - **Egitto:** avviata la produzione di petrolio dall'area di sviluppo di SW Melehia, grazie alle scoperte effettuate nel corso del 2018;

¹ Al dividendo non compete alcun credito d'imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile.

- confermati gli avvii pianificati nel secondo semestre in Egitto e Algeria. Il 15 luglio start-up di Trestakk in **Norvegia**; avviato anche Berkine olio in **Algeria**.

- **Esplorazione:**

principali successi:

- nel semestre **scoperte risorse esplorative** per 350 milioni di boe;
- **Angola offshore**: continua con successo la nuova campagna esplorativa del Blocco 15/06 (Eni operatore con il 36,8%) con le scoperte sui prospetti di Ndungu e Agidigbo, seconda e terza scoperta da inizio anno dopo quella di Agogo e quinta dalla ripresa nel 2018 dell'esplorazione nell'area, che ha consentito di incrementare fino a 1,8 miliardi di barili la stima di olio in posto;
- **Ghana offshore**: scoperta a gas e condensati nel CTP-Blocco 4 (operato), con riserve in posto stimate tra 550-650 miliardi di piedi cubi di gas e 18-20 milioni di barili di condensato associato, caratterizzato dalla prossimità alle strutture produttive;
- **Mare del Nord norvegese**: scoperte a olio e gas nella licenza PL 869 partecipata da Vår Energi;
- **Egitto offshore**: scoperta a gas nel prospetto esplorativo Nour (operato da Eni con il 40%) e scoperte near field nel deserto occidentale sui prospetti di Basma e Shemy, nel delta del Nilo sul prospetto onshore di El Qara North East 1 e nel Golfo di Suez sul prospetto Sidri South. Alcuni pozzi di scoperta sono già stati allacciati alle facility produttive dell'area;
- **Vietnam**: scoperta a gas e condensati nel prospetto esplorativo Ken Bau nel Blocco 114 (Eni 50%, operatore), nell'offshore del Paese.

reloading portafoglio titoli minerari: nel semestre acquisito nuovo acreage per complessivi 24.200 chilometri quadrati in Bahrain, EAU, Mozambico, Algeria, Norvegia, Costa d'Avorio ed Egitto.

Sono in fase di ratifica i seguenti accordi:

- **Kazakhstan/Mar Caspio**: per l'ottenimento dei diritti di esplorazione e produzione della concessione Abay in acque poco profonde, in joint venture con la società petrolifera di Stato KMG;
- **Ghana**: per la licenza di esplorazione e produzione nel Blocco offshore WB03 (Eni operatore con il 70%) nelle acque medio profonde del prolifico bacino del Tano, in prossimità del giacimento in produzione Sankofa (progetto OCTP);
- **Argentina**: per la licenza esplorativa del blocco MLO 124 (Eni operatore con l'80%) nell'offshore meridionale.

- Firmati accordi per la cessione a **Qatar Petroleum**:

- del 13,75% nei blocchi esplorativi L11A, L11B e L12, nelle acque profonde del **Kenya**;
- del 30% del lease esplorativo Tarfaya nell'offshore del **Marocco**, composto da 12 blocchi esplorativi. Al closing Eni manterrà una quota del 45% nell'iniziativa e l'operatorship;
- del 25,5% del Blocco A5-A, nell'offshore del **Mozambico**; Eni mantiene l'operatorship con una quota del 34%.

- **Dual exploration model**: ceduto il 20% della scoperta Merakes.

- Approvato dal Governo del Mozambico **il piano di sviluppo del progetto Rovuma LNG** per la produzione, liquefazione e commercializzazione di gas naturale da tre giacimenti del complesso Mamba situati nell'Area 4, nell'offshore del Bacino di Rovuma.

- Firmati accordi con la società di stato Sonatrach per il rinnovo del **contratto di fornitura per l'importazione del gas algerino in Italia** fino al 2027 (con due anni aggiuntivi opzionali) e del contratto di trasporto in Italia tramite il gasdotto tunisino onshore e quello offshore.

- **Esito prima fase arbitrato con GasTerra**: respinta la richiesta GasTerra di ottenere un conguaglio per le forniture gas del periodo 1 ottobre 2012 – 30 settembre 2015; nessun onere a carico Eni. Concordata la revoca della garanzia a suo tempo concessa.

- **ADNOC refinery**: 31 luglio 2019, perfezionata l'acquisizione del 20%.

- **Green refinery di Gela**: avviate le prime unità produttive.

- **Unità EST Sannazzaro:** prevista piena operatività nel terzo trimestre.
- Completato il ramp-up dello **steam-cracker di Priolo** nella chimica dopo la fermata del primo trimestre.

Decarbonizzazione, economia circolare e performance di sostenibilità

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro (0,28): conferma l'impegno Eni nella sensibilizzazione e diffusione della cultura della sicurezza, raggiungendo una riduzione del 6,7% rispetto allo stesso periodo del 2018.
- **Energy Solutions**, generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili: 40 MW di capacità installata al 30 giugno. Nell'ambito delle attività del semestre si segnalano gli avvii dei cantieri per la realizzazione degli impianti di:
 - Badamsha, in **Kazakhstan**, eolico da 50 MW;
 - Porto Torres (SS), fotovoltaico da 31 MW, in **Italia**;
 - Katherine, nel nord dell'**Australia**, fotovoltaico da 33,7 MW, dotato di un sistema di accumulo;
 - Tataouine, nel sud della **Tunisia**, fotovoltaico con una capacità installata di 10 MW, e Adam, in prossimità della omonima concessione petrolifera, fotovoltaico con una capacità installata di 5 MW.
- Firmati accordi quadro per lo **sviluppo dell'economia circolare**, in particolare per la conversione dei rifiuti in bio-feedstock, con importanti stakeholder della società civile e del mondo dell'impresa, quali: Coldiretti, Maire Tecnimont, RenOils, Veritas.
- Firmata con **l'Organizzazione delle Nazioni Unite per lo sviluppo industriale (UNIDO)** una dichiarazione congiunta per l'avvio di un modello innovativo di collaborazione pubblico-privato, finalizzato a contribuire al conseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite
- Avviata la **collaborazione con ENEA** nella ricerca sulla fusione a confinamento magnetico, per ottenere energia pulita, sostenibile e sicura.
- **Emissioni dirette di GHG:** 20,86 milioni tCO₂ eq. in riduzione dell'1,8% rispetto al primo semestre 2018, principalmente nel settore upstream e nella chimica.
- **Intensità emissiva GHG del settore E&P:** 20,94 tCO₂ eq.²/migliaia di boe, in riduzione dell'1,3% rispetto al primo semestre 2018 (-2,3% rispetto alla media annua 2018); in linea con il target al 2025 dichiarato al mercato.
- **Emissioni da combustione e da processo:** in diminuzione dello 0,8% a 16,38 milioni tCO₂ eq. per effetto essenzialmente delle fermate degli stabilimenti Versalis di Priolo e Porto Marghera.
- **Emissioni da flaring** del settore E&P: -4,6% principalmente grazie al contributo della configurazione di zero flaring in Turkmenistan avviata nel secondo semestre 2018 e all'ottimizzazione della gas injection di East Hub nell'offshore dell'Angola.
- **Emissioni fuggitive da metano:** -30,8% beneficiando della valorizzazione delle campagne di monitoraggio ed attività di manutenzione effettuate nel settore upstream nel secondo semestre 2018 e della campagna in corso su Zohr.
- **Oil spill operativi:** in riduzione del 4,5% grazie alle misure tecniche adottate da Eni.
- **Acqua di formazione reiniettata** del settore E&P: confermato il trend di miglioramento con una percentuale del 61% grazie al mantenimento delle buone performance in diversi campi.

² La CO₂ equivalente (CO₂eq) è l'unità di misura che esprime l'impatto sul riscaldamento globale dato da una certa quantità di gas serra, rispetto alla stessa quantità del principale gas climalterante, l'anidride carbonica (CO₂). Le emissioni Eni sono riportate in CO₂eq in quanto comprendono, oltre all'anidride carbonica, altri gas climalteranti quali il metano (CH₄) ed il protossido di azoto (N₂O), rispettivamente caratterizzati da un fattore di conversione pari a 25 e 298 (fonte IPCC).

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

		Primo Semestre	
		2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	36.980	36.071
Utile (perdita) operativo		4.749	5.038
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		4.633	4.944
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		1.554	1.745
- per azione ^(c)	(€)	0,43	0,48
- per ADR ^{(c)(d)}	(\$)	0,97	1,16
Utile (perdita) netto ^(b)		1.516	2.198
- per azione ^(c)	(€)	0,42	0,61
- per ADR ^{(c)(d)}	(\$)	0,95	1,48
Utile (perdita) complessivo ^(b)	(€ milioni)	1.440	3.583
Flusso di cassa netto da attività operativa	(€ milioni)	6.612	5.220
Flusso di cassa netto ante variazione circolante e al costo di rimpiazzo ^(a)		6.800	5.542
Investimenti tecnici		4.236	4.502
di cui: ricerca esplorativa		313	161
sviluppo riserve di idrocarburi		2.957	3.158
Totale attività a fine periodo		124.883	118.344
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		51.006	50.471
Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16		13.591	9.897
Indebitamento finanziario netto ante lease liability ex IFRS 16		7.869	9.897
Capitale investito netto		64.597	60.368
di cui: Exploration & Production		54.490	50.466
Gas & Power		2.673	3.527
Refining & Marketing e Chimica		8.156	8.238
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	(%)	15	20
Leverage post lease liability ex IFRS 16		27	n.a.
Gearing		21	16
Coverage		8,6	8,1
Current ratio		1,3	1,4
Debt coverage		48,6	52,7
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	14,61	15,91
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.603,5	3.601,1
Capitalizzazione di borsa ^(e)	(€ miliardi)	52,6	57,3

(a) Misura di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza Eni.

(c) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nel periodo. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

(e) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

		Primo Semestre	
		2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	32.011	31.923
di cui: - donne		7.498	7.397
- all'estero		10.876	11.009
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	25,4	24,9
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,28	0,30
- dipendenti		0,15	0,35
- contrattisti		0,34	0,29
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,21	1,82
Oil spill operativi	(barili)	681	713
Emissioni dirette di gas serra (GHG) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	20,86	21,24
di cui: - da combustione e processo		16,38	16,51
- da flaring		3,09	3,24
- da venting		1,03	0,97
- da fuggitive di metano		0,36	0,52
Costi di ricerca e sviluppo	(€ milioni)	80	91
EXPLORATION & PRODUCTION			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.834	12.083
Produzione di idrocarburi ^(b)	(migliaia di boe/giorno)	1.829	1.865
- petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	877	883
- gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	147	152
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(b)	(\$/boe)	45,00	45,02
Acqua di formazione reiniettata	(%)	61	60
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	11,79	11,89
Emissioni GHG/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) ^(a)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,94	21,22
Community investment	(€ milioni)	33	23
GAS & POWER			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	2.996	3.130
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	39,13	40,52
- in Italia		20,46	20,96
- internazionali		18,67	19,56
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	19,39	17,71
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	5,25	5,34
REFINING & MARKETING E CHIMICA			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.162	10.941
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	10,98	11,79
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa		4,05	4,10
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	862	864
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	3.965	4.884
Vendite di prodotti petrolchimici		2.140	2.615
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	67	79
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	3,82	4,01
Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	1,92	2,38

(a) Le emissioni di GHG da venting di metano sono state revisionate a seguito dell'affinamento della metodologia di stima, in linea con metodologie internazionali sviluppate nell'ambito della Partnership CCAC OGMP. Il periodo di confronto di questa categoria emissiva è stata pertanto rivista al fine di garantire la coerenza degli indici di performance rispetto agli obiettivi di riduzione dei GHG comunicati da Eni.

(b) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Andamento operativo

Exploration & Production

Produzione e prezzi

		Primo Semestre			
		2019	2018	Var.ass.	var %
Produzioni					
Petrolio	(migliaia di barili/g)	877	883	(6)	(0,7)
Gas naturale	(milioni di metri cubi/g)	147	152	(5)	(3,3)
Idrocarburi ^(a)	(migliaia di boe/g)	1.829	1.865	(36)	(1,9)
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio	(\$/barile)	60,70	65,35	(4,65)	(7,1)
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	186	159	27	16,5
Idrocarburi	(\$/boe)	45,00	45,02	(0,02)	(0,0)

(a) Ulteriori informazioni sono fornite alla nota (c) a pagina successiva.

La **produzione di idrocarburi** è stata di 1,829 milioni di boe/giorno in riduzione del 2% rispetto al primo semestre del 2018; al netto del portafoglio la produzione risulta sostanzialmente in linea (-1%). Inoltre il confronto è penalizzato dagli effetti della chiusura del contratto produttivo Intisar in Libia avvenuta dal terzo trimestre 2018. Escludendo tale effetto dal periodo di confronto, la performance produttiva è stata robusta grazie al contributo dei ramp-up di Zohr e dei progetti avviati nel 2018 in particolare in Libia, Angola e Ghana (per un contributo complessivo di circa 218 mila boe/giorno), nonché alla crescita in Nigeria, Australia ed Emirati Arabi Uniti. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dalle fermate programmate in Kazakhstan e Norvegia, minore produzione in Venezuela, per la situazione contingente nel Paese, e in Indonesia a seguito della modulazione delle produzioni per riflettere la riduzione della domanda gas in Asia, nonché dal declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia.

La **produzione di petrolio** è stata di 877 mila barili/giorno, sostanzialmente in linea rispetto al semestre 2018. I ramp-up del periodo in Libia, Angola e Ghana e la crescita produttiva in Nigeria ed Emirati Arabi Uniti sono stati compensati dalle fermate produttive, dalla minore produzione in Venezuela e dal declino dei giacimenti maturi.

La **produzione di gas naturale** è stata di 147 milioni di metri cubi/giorno, in riduzione di 5 milioni di metri cubi/giorno, pari al 3% rispetto al semestre 2018. Escludendo gli effetti della chiusura del contratto produttivo Intisar in Libia, la produzione registra una performance positiva. I ramp-up di periodo sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione in Indonesia e Venezuela nonché dal declino dei giacimenti maturi.

La **produzione venduta di idrocarburi** è stata di 301 milioni di boe. La differenza di 30 milioni di boe rispetto alla produzione di 331 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi destinati all'autoconsumo (21,6 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Nel primo semestre 2019 Eni ha condotto operazioni in 43 paesi. Al 30 giugno 2019, il portafoglio minerario di Eni consiste in 900 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 390.235 chilometri quadrati in quota Eni (406.505 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2018). Nel primo semestre 2019 le principali variazioni derivano: (i) dall'ingresso in Bahrain e dall'acquisto di nuovi titoli principalmente negli Emirati Arabi Uniti, Mozambico, Algeria, Norvegia, Costa d'Avorio ed Egitto per una superficie di circa 24.200 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Portogallo, Angola, Nigeria, Italia e Norvegia per circa 6.200 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Myanmar e Stati Uniti per complessivi 700 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Oman, Indonesia e Pakistan per complessivi 35.000 chilometri quadrati.

Nel semestre sono stati ultimati 19 nuovi pozzi esplorativi (10,1 in quota Eni), a fronte di 10 pozzi (6,8 in quota Eni) del primo semestre 2018.

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2019	2018
Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)(c)}	(migliaia di boe/g)	1.829	1.865
Italia		127	143
Resto d'Europa		157	201
Africa Settentrionale		379	430
Egitto		339	275
Africa Sub-Sahariana		380	351
Kazakhstan		134	137
Resto dell'Asia		179	164
America		106	143
Australia e Oceania		28	21
Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	301	316

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2019	2018
Produzione di petrolio e condensati	(migliaia di barili/g)	877	883
Italia		54	64
Resto d'Europa		94	120
Africa Settentrionale		170	150
Egitto		72	79
Africa Sub-Sahariana		259	249
Kazakhstan		86	88
Resto dell'Asia		82	66
America		58	65
Australia e Oceania		2	2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2019	2018
Produzione di gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	147	152
Italia		11	12
Resto d'Europa		10	13
Africa Settentrionale		32	43
Egitto		41	30
Africa Sub-Sahariana		19	16
Kazakhstan		8	8
Resto dell'Asia		15	15
America		7	12
Australia e Oceania		4	3

(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 (119 e 105 mila boe/giorno nel primo semestre 2019 e 2018, rispettivamente).

(c) Il dato include 15 mila boe/giorno cumulati (2,8 milioni di boe), prevalentemente gas, per i quali il buyer, società petrolifera di stato, ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione della clausola take-or-pay 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 dei volumi prepagati (make-up) in successivi reporting period nei termini contrattuali. Il corrispettivo ricevuto è stato rilevato nei financial statements come un ricavo in base allo IFRS 15 avendo Eni perfezionato la propria performance obligation.

Gas & Power

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 37,79 miliardi di metri cubi con un calo di 1,01 miliardi di metri cubi, pari al 2,6%, rispetto al primo semestre 2018.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (34,91 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 92% del totale, sono diminuiti di 1,05 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2018 (-2,9%), principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Algeria (-2,75 miliardi di metri cubi), Indonesia (-0,72 miliardi di metri cubi) e Paesi Bassi (-0,64 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati da maggiori acquisti in Libia. Gli approvvigionamenti in Italia (2,88 miliardi di metri cubi) sono in lieve crescita rispetto al periodo di confronto (+1,4%).

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
		2019	2018	Var. ass.	Var. %
Italia		2,88	2,84	0,04	1,4
Russia		13,29	13,29		
Algeria (incluso il GNL)		3,73	6,48	(2,75)	(42,4)
Libia		2,90	1,80	1,10	61,1
Paesi Bassi		1,76	2,40	(0,64)	(26,7)
Norvegia		3,52	3,74	(0,22)	(5,9)
Regno Unito		0,90	1,02	(0,12)	(11,8)
Indonesia (GNL)		0,88	1,60	(0,72)	(45,0)
Qatar (GNL)		1,50	1,42	0,08	5,6
Altri acquisti di gas naturale		5,00	3,13	1,87	59,7
Altri acquisti di GNL		1,43	1,08	0,35	32,4
Estero		34,91	35,96	(1,05)	(2,9)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETA' CONSOLIDATE		37,79	38,80	(1,01)	(2,6)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		0,15	0,38	(0,23)	(60,5)
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,12)	(0,07)	(0,05)	(71,4)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		37,82	39,11	(1,29)	(3,3)
Disponibilità per la vendita delle società collegate		1,31	1,41	(0,10)	(7,1)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		39,13	40,52	(1,39)	(3,4)

Vendite

		Primo Semestre			
		2019	2018	Var. ass.	var %
PSV	(€/migliaia di metri cubi)	200	242	(42)	(17,5)
TTF		167	225	(58)	(25,9)
Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)				
Italia		20,46	20,96	(0,50)	(2,4)
Resto d'Europa		13,97	15,42	(1,45)	(9,4)
di cui: Importatori in Italia		2,12	1,38	0,74	53,6
Mercati europei		11,85	14,04	(2,19)	(15,6)
Resto del Mondo		4,70	4,14	0,56	13,5
Totale vendite gas mondo		39,13	40,52	(1,39)	(3,4)
di cui: vendite di GNL		4,90	5,40	(0,50)	(9,3)
Vendita di energia elettrica	(terawattora)	19,39	17,71	1,68	9,5

Nel primo semestre 2019 le **vendite di gas naturale** di 39,13 miliardi di metri cubi sono diminuite del 3,4% rispetto al primo semestre 2018.

Le vendite in Italia sono diminuite del 2,4% a 20,46 miliardi di metri cubi principalmente per effetto dei minori volumi commercializzati al settore grossisti e all'hub, in parte compensati dalle maggiori vendite al settore termoelettrico e industriale. Le vendite nei mercati europei (11,85 miliardi di metri cubi) hanno registrato una riduzione del 15,6% principalmente per effetto delle operazioni di ottimizzazione del portafoglio e dei minori ritiri da parte da Botas.

Le **vendite di energia elettrica** pari a 19,39 TWh nel primo semestre 2019 sono aumentate del 9,5% essenzialmente per i maggiori volumi commercializzati presso i clienti del mercato libero e alla borsa elettrica.

(mld di metri cubi)	Primo Semestre			
	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA	20,46	20,96	(0,50)	(2,4)
- Grossisti	4,48	5,25	(0,77)	(14,7)
- PSV e borsa	6,15	6,49	(0,34)	(5,2)
- Industriali	2,62	2,42	0,20	8,3
- PMI e terziario	0,49	0,47	0,02	4,3
- Termoelettrici	1,05	0,74	0,31	41,9
- Residenziali	2,62	2,66	(0,04)	(1,5)
- Autoconsumi	3,05	2,93	0,12	4,1
VENDITE INTERNAZIONALI	18,67	19,56	(0,89)	(4,6)
Resto d'Europa	13,97	15,42	(1,45)	(9,4)
- Importatori in Italia	2,12	1,38	0,74	53,6
- Mercati europei	11,85	14,04	(2,19)	(15,6)
<i>Penisola Iberica</i>	2,21	2,33	(0,12)	(5,2)
<i>Germania/Austria</i>	0,84	1,13	(0,29)	(25,7)
<i>Benelux</i>	1,79	2,91	(1,12)	(38,5)
<i>Regno Unito</i>	0,90	1,23	(0,33)	(26,8)
<i>Turchia</i>	3,04	3,44	(0,40)	(11,6)
<i>Francia</i>	2,55	2,72	(0,17)	(6,3)
<i>Altro</i>	0,52	0,28	0,24	85,7
Resto del Mondo	4,70	4,14	0,56	13,5
TOTALE VENDITE GAS MONDO	39,13	40,52	(1,39)	(3,4)
<i>di cui: vendite di GNL</i>	<i>4,9</i>	<i>5,4</i>	<i>(0,5)</i>	<i>(9,3)</i>

(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	37,76	38,94	(1,18)	(3,0)
Italia (inclusi autoconsumi)	20,46	20,96	(0,50)	(2,4)
Resto d'Europa	13,23	14,42	(1,19)	(8,3)
Extra Europa	4,07	3,56	0,51	14,3
Vendite delle società collegate (quota Eni)	1,37	1,58	(0,21)	(13,3)
Resto d'Europa	0,74	1,00	(0,26)	(26,0)
Extra Europa	0,63	0,58	0,05	8,6
TOTALE VENDITE GAS MONDO	39,13	40,52	(1,39)	(3,4)

Vendite di GNL

(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Europa	2,8	2,4	0,4	16,7
Extra Europa	2,1	3,0	(0,9)	(30,0)
TOTALE VENDITE GNL	4,9	5,4	(0,5)	(9,3)

Le vendite di GNL (4,9 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente da Qatar, Nigeria, Indonesia ed Oman e commercializzato principalmente in Europa, Cina, Pakistan e Giappone.

Refining & Marketing e Chimica

		Primo Semestre			
		2019	2018	Var. ass.	var %
Standard Eni Refining Margin (SERM)	(\$/barile)	3,6	3,5	0,1	2,9
Lavorazioni in conto proprio Italia	(milioni di tonnellate)	10,19	10,35	(0,16)	(1,6)
Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,79	1,44	(0,65)	(45,0)
Totale lavorazioni		10,98	11,79	(0,81)	(6,9)
Tasso utilizzo impianti di raffinazione	(%)	87	92	(5)	
Lavorazioni green	(migliaia di tonnellate)	100	125	(25)	(20,0)
Marketing					
Vendite rete Europa	(milioni di tonnellate)	4,05	4,10	(0,05)	(1,2)
Quota mercato rete Italia	(%)	23,9	24,0	(0,1)	
Vendite extrarete Europa	(milioni di tonnellate)	4,83	5,04	(0,21)	(4,2)
Chimica					
Vendite prodotti petrolchimici	(milioni di tonnellate)	2,16	2,54	(0,38)	(15,0)
Tasso utilizzo impianti	(%)	67	79	(12)	

Refining & Marketing

Nel primo semestre 2019 il **marginale indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 3,6 \$/barile. In particolare si registra il deterioramento dello scenario di conversione che riflette il restringimento dello sconto dei greggi heavy/sour rispetto al Brent. Il semestre ha registrato un apprezzamento dei greggi pesanti indotto dai tagli OPEC e dalla crisi delle esportazioni da Venezuela e Iran.

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 10,98 milioni di tonnellate in flessione rispetto al primo semestre 2018 (-6,9%) per effetto delle maggiori fermate manutentive a Sannazzaro e dell'indisponibilità della raffineria di Vohburg (Bayernoil) dopo l'incidente occorso nel settembre 2018, nonché della fermata per manutenzione della raffineria PCK in Germania penalizzata dalla minore disponibilità di greggio Ural per contaminazione dell'oleodotto di Druzhba. Il tasso di utilizzo delle raffinerie (87%) si riduce di 5 punti percentuali.

I **volumi di lavorazione green** presso la bio-raffineria di Venezia sono diminuiti del 20% per effetto della fermata manutentiva programmata.

		Primo Semestre			
(milioni di tonnellate)		2019	2018	Var. ass.	Var. %
Rete		2,86	2,88	(0,02)	(0,7)
Extrarete		3,67	3,57	0,10	2,8
Petrochimica		0,42	0,49	(0,07)	(14,3)
Altre vendite		5,69	5,63	0,06	1,1
Vendite in Italia		12,64	12,57	0,07	0,6
Rete resto d'Europa		1,19	1,22	(0,03)	(2,5)
Extrarete resto d'Europa		1,16	1,47	(0,31)	(21,1)
Extrarete mercati extra europei		0,23	0,23		
Altre vendite		0,59	0,57	0,02	3,5
Vendite all'estero		3,17	3,49	(0,32)	(9,2)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		15,81	16,06	(0,25)	(1,6)

Nel primo semestre 2019, le **vendite di prodotti petroliferi** (15,81 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,25 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2018 (-1,6%).

Le **vendite rete in Italia** pari a 2,86 milioni di tonnellate sono sostanzialmente invariate rispetto al periodo di confronto. Il leggero incremento registrato sulla rete di proprietà è compensato dalla riduzione

negli altri segmenti. La quota di mercato del semestre si è attestata a 23,9% (24% nel primo semestre 2018).

Al 30 giugno 2019, la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.204 stazioni di servizio, con un decremento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (4.261 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (51 unità) e chiusure di impianti a basso erogato (6 unità).

L'erogato medio (862 mila litri) è in lieve diminuzione di 2 mila litri rispetto al primo semestre 2018 (864 mila litri).

Le **vendite extrarete in Italia** pari a 3,67 milioni di tonnellate sono in aumento del 2,8% rispetto al primo semestre 2018 per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati di gasolio e benzina, in parte compensati dalle minori vendite di jet fuel e bunker.

Le **vendite alla Petrolchimica** (0,42 milioni di tonnellate) registrano una riduzione del 14,3%.

Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 2,35 milioni di tonnellate si riducono del 13% rispetto al primo semestre 2018. La riduzione riflette i minori volumi commercializzati in Germania per l'indisponibilità di produzione da Bayernoil e in Francia, in parte compensati da maggiori vendite in Svizzera e Austria.

Le **altre vendite in Italia e all'estero** (6,28 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea rispetto al primo semestre 2018 (+1%).

Vendite rete ed extrarete per prodotto/canale

	(milioni di tonnellate)	Primo Semestre			
		2019	2018	Var. ass.	Var.%
Italia		6,53	6,45	0,08	1,2
Vendite rete		2,86	2,88	(0,02)	(0,7)
Benzina		0,71	0,70	0,01	1,4
Gasolio		1,94	1,97	(0,03)	(1,5)
GPL		0,19	0,19		
Altri prodotti		0,02	0,02		
Vendite extrarete		3,67	3,57	0,10	2,8
Gasolio		1,62	1,47	0,15	10,2
Oli combustibili		0,03	0,04	(0,01)	(25,0)
GPL		0,10	0,11	(0,01)	(9,1)
Benzina		0,22	0,20	0,02	10,0
Lubrificanti		0,04	0,04		
Bunker		0,37	0,42	(0,05)	(11,9)
Jet fuel		0,91	0,96	(0,05)	(5,2)
Altri prodotti		0,38	0,33	0,05	15,2
Esteri (rete + extrarete)		2,57	2,92	(0,35)	(11,8)
Benzina		0,62	0,63	(0,01)	(1,6)
Gasolio		1,41	1,61	(0,20)	(12,5)
Jet fuel		0,13	0,19	(0,06)	(32,6)
Oli combustibili		0,04	0,08	(0,04)	(50,0)
Lubrificanti		0,04	0,05	(0,01)	(20,0)
GPL		0,24	0,25	(0,01)	(4,0)
Altri prodotti		0,09	0,10	(0,01)	(10,0)
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		9,10	9,37	(0,27)	(2,8)

Chimica

(migliaia di tonnellate)	Primo Semestre		Var. ass.	Var. %
	2019	2018		
Intermedi	2.824	3.663	(839)	(22,9)
Polimeri	1.141	1.221	(80)	(6,6)
Produzioni	3.965	4.884	(919)	(18,8)
Consumi e perdite	(2.012)	(2.461)	449	18,2
Acquisti e variazioni rimanenze	205	117	88	75,2
TOTALE DISPONIBILITA'	2.158	2.540	(382)	(15,0)
Intermedi	1.231	1.566	(335)	(21,4)
Polimeri	927	974	(47)	(4,8)
TOTALE VENDITE	2.158	2.540	(382)	(15,0)

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 3.965 mila tonnellate sono diminuite di 919 mila tonnellate (-18,8%) a causa principalmente dell'indisponibilità dello steam-cracker di Priolo e di una fermata di manutenzione non programmata a quello di Porto Marghera.

Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 2.158 mila tonnellate sono diminuite di 382 mila tonnellate (-15%) principalmente nel business degli intermedi per minori vendite di etilene e propilene per indisponibilità di prodotto su Priolo e Porto Marghera in seguito agli eventi sopra descritti. In riduzione le vendite di polietilene e stirenici per una debole domanda in Europa, nonché di elastomeri per effetto del calo della domanda nel settore automotive.

Le **quotazioni di riferimento** delle principali commodity chimiche (etilene, benzene, stirene) sono stati complessivamente inferiori rispetto al primo semestre del 2018, con riduzioni percentuali comprese tra il 5% e il 20%, tendenzialmente superiori a quelle della virgin nafta (-10%).

Commento ai risultati e altre informazioni

Adozione IFRS 16

Con efficacia 1° gennaio 2019, è entrato in vigore il nuovo principio contabile IFRS 16 “Leases” che definisce un modello unico di rilevazione dei contratti di leasing, eliminando la distinzione tra leasing operativi e finanziari. In sede di prima applicazione, Eni si è avvalsa della facoltà di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto (modified retrospective approach). L'IFRS 16 è stato applicato a tutti i contratti precedentemente classificati come leasing sulla base dello IAS 17 e dell'IFRIC 4 e non a quelli che non erano classificati come leasing. La descrizione delle principali assunzioni adottate e degli espedienti pratici utilizzati in sede di prima applicazione del nuovo principio contabile è fornita nella Relazione Finanziaria Annuale 2018 a cui si rinvia.

L'accounting dei contratti di leasing ex IFRS 16 prevede in sintesi:

- nello stato patrimoniale, la rilevazione di un'attività, rappresentativa del diritto d'uso del bene (di seguito “right-of-use asset”), e di una passività (di seguito “lease liability”), rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto; come consentito dal principio, il right-of-use asset e la lease liability sono rilevate in voci distinte rispetto alle altre componenti patrimoniali;
- nel conto economico, tra i costi operativi, la rilevazione degli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e, nella sezione finanziaria, la rilevazione degli interessi passivi maturati sulla lease liability, se non oggetto di capitalizzazione, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile in vigore sino all'esercizio 2018. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi. Il conto economico include inoltre: (i) i canoni relativi a contratti di leasing di breve durata e di modico valore, come consentito in via semplificata dall'IFRS 16; e (ii) i canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato);
- nel rendiconto finanziario, la rilevazione dei rimborsi della quota capitale della lease liability all'interno del flusso di cassa netto da attività di finanziamento. Gli interessi passivi sono rilevati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset. Conseguentemente, rispetto alle disposizioni dello IAS 17 con riferimento ai contratti di leasing operativo, l'applicazione dell'IFRS 16 ha comportato un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglie più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, ma gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability non oggetto di capitalizzazione; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglie più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability oggetto di capitalizzazione; e (c) un peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglie gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della lease liability.

Nei casi di joint operations non incorporate tipiche del settore E&P, con riferimento al tema della rappresentazione dei contratti di leasing sottoscritti dall'operatore di tali joint operations, nel marzo 2019 l'IFRIC ha indicato, confermando la posizione espressa nel settembre 2018, la rilevazione della passività associata ai contratti di leasing posti in essere da parte del soggetto che assume la «primary responsibility» per l'adempimento dell'obbligazione. Pertanto, in caso di sottoscrizione del contratto da parte del solo operatore, la passività verso il locatore è da rilevarsi al 100% ancorché gli accordi in essere prevedano meccanismi di recupero dai follower. L'IFRIC si è pronunciato esclusivamente sul lato passivo senza fornire indicazioni sulle modalità di rappresentazione dell'attivo.

In relazione a ciò, quando sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, Eni è considerata primary responsible è prevista la rilevazione: (i) nel passivo, del 100% della lease liability, ancorché gli accordi in essere prevedano meccanismi di recupero dai follower; e (ii)

nell'attivo del 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con i follower.

Quando il contratto è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, Eni rileva la quota di spettanza del right-of-use e della lease liability sulla base del working interest detenuto. Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing.

Gli impatti dell'adozione IFRS 16 sugli opening balance 2019 e sull'indebitamento finanziario netto sono riportati alle pagine 22 e 32. Per ulteriori dettaglio si rinvia alle note al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conto economico

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	36.980	36.071	909	2,5
Altri ricavi e proventi	644	838	(194)	(23,2)
Costi operativi	(28.590)	(28.231)	(359)	(1,3)
Altri proventi e oneri operativi	30	89	(59)	(66,3)
Ammortamenti	(3.826)	(3.606)	(220)	(6,1)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(311)	(102)	(209)	..
Radiazioni	(178)	(21)	(157)	..
Utile (perdita) operativo	4.749	5.038	(289)	(5,7)
Proventi (oneri) finanziari	(552)	(621)	69	11,1
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	146	474	(328)	(69,2)
Utile (perdita) prima delle imposte	4.343	4.891	(548)	(11,2)
Imposte sul reddito	(2.823)	(2.686)	(137)	(5,1)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>65,0</i>	<i>54,9</i>	<i>10,1</i>	
Utile (perdita) netto	1.520	2.205	(685)	(31,1)
<i>di competenza:</i>				
- Eni	1.516	2.198	(682)	(31,0)
- Interessenze di terzi	4	7	(3)	(42,9)

Risultati reported

Nel primo semestre 2019 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €1.516 milioni rispetto all'utile netto di €2.198 milioni del corrispondente periodo del 2018 (-31%). L'utile operativo reported (€4.749 milioni) è diminuito in misura modesta, considerando lo scenario negativo in quasi tutti i business e l'effetto sull'utile operativo del deconsolidamento di Eni Norge nell'ambito dell'operazione Vår Energi. La tenuta dell'utile operativo riflette la solida performance di E&P grazie al contributo crescente di barili a più elevata redditività unitaria e all'apprezzamento del dollaro USA vs l'Euro (+7%) che ha attenuato la flessione del prezzo del Brent e dei prezzi del gas in Europa, nonché il buon andamento di G&P grazie alla crescita del retail e alla ristrutturazione del portafoglio dei contratti long-term. Positiva anche la performance di R&M grazie al solido contributo dell'attività commerciale in grado di assorbire la flessione dei margini di raffinazione per le lavorazioni complesse e l'indisponibilità di alcuni impianti a causa di eventi straordinari. Negativa la performance del business Chimica a causa dell'incidente allo steam-cracker di Priolo avvenuto nel primo trimestre e di una fermata di manutenzione non programmata allo steam-cracker di Porto Marghera, nonché dell'andamento sfavorevole del mercato.

In miglioramento la gestione finanziaria che riflette la circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo.

Alla riduzione dell'utile netto ha contribuito la flessione dei proventi da partecipazioni (-€328 milioni) dovuta alla circostanza che nel primo semestre 2018 fu rilevata la ripresa di valore di €423 milioni di Angola LNG, nonché l'incremento di circa 10 punti percentuali del tax rate.

L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un miglioramento di €116 milioni a livello di utile operativo dovuto

al beneficio dell'eliminazione dei canoni per beni in leasing, in parte compensato dalla rilevazione dell'ammortamento del diritto d'uso, corrispondente al valore attualizzato degli stessi canoni. L'utile netto evidenzia un peggioramento di €49 milioni dovuto alla rilevazione degli oneri finanziari maturati sulla passività per leasing che hanno un profilo decrescente nel tempo a differenza degli ammortamenti del ROU che sono lineari.

Di seguito i principali indicatori di scenario del semestre:

	Primo Semestre		
	2019	2018	Var %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	66,01	70,55	(6,4)
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,130	1,210	(6,6)
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	58,42	58,31	0,2
Standard Eni Refining Margim (SERM) ^(c)	3,6	3,5	2,9
PSV ^(d)	200	242	(17,5)
TTF ^(d)	167	225	(25,9)

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In euro per migliaia di metri cubi.

Risultati adjusted e composizione degli special item

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo	4.749	5.038	(289)	(5,7)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(346)	(354)		
Esclusione special item ^(a)	230	260		
Utile (perdita) operativo adjusted	4.633	4.944	(311)	(6,3)
Dettaglio per settore di attività				
<i>Exploration & Production</i>	4.448	4.827	(379)	(7,9)
<i>Gas & Power</i>	418	430	(12)	(2,8)
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	(7)	144	(151)	..
<i>Corporate e altre attività</i>	(264)	(331)	67	20,2
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)</i>	38	(126)	164	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	1.516	2.198	(682)	(31,0)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(244)	(251)		
Esclusione special item ^(a)	282	(202)		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.554	1.745	(191)	(10,9)

(a) Per maggiori informazioni vedi tabella alla pagina successiva.

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

Nel primo semestre 2019 l'**utile operativo adjusted** di €4.633 milioni è diminuito del 6% rispetto allo stesso periodo del 2018. Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario e dello IFRS 16, il risultato è aumentato del 7%. Il settore E&P ha registrato un miglioramento della performance operativa del 5% escludendo l'effetto dell'operazione Vår Energi, dello IFRS 16 e il deterioramento dello scenario riferito al Brent e ai prezzi del gas in Europa, parzialmente compensati dall'effetto cambio favorevole. L'incremento è dovuto alla migliore performance attribuibile all'effetto positivo volume/mix per il maggiore contributo di barili a più elevata redditività, parzialmente compensata dai maggiori write-off esplorativi. Il settore G&P ha conseguito un utile operativo adjusted di €418 milioni, -3%, per effetto essenzialmente dei minori margini del GNL penalizzati dalla frenata della domanda asiatica parzialmente compensati dalla buona performance del retail gas. Il business R&M è in ripresa grazie alla solida performance delle attività commerciali e alle ottimizzazioni nella raffinazione in grado di più che compensare lo scenario sfavorevole per le raffinerie complesse. Il business Chimica ha invece scontato il graduale riavvio dello steam-cracker di Priolo ed una fermata di manutenzione non programmata a quello di Porto Marghera con un impatto sui volumi, nonché la perdurante debolezza dello scenario, in particolare negli elastomeri.

Il **risultato netto adjusted** di €1.554 milioni è in calo dell'11% per effetto della flessione della performance operativa, in parte compensata dalla circostanza che il semestre 2018 risentiva dalla

svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero con esito negativo. Il tax rate adjusted si attesta al 63,4%, in aumento di circa 3 punti percentuali rispetto al semestre precedente, per effetto della maggiore incidenza sull'utile di Gruppo dell'utile ante imposte del settore E&P, prodotto in Paesi a più elevata fiscalità.

	Primo Semestre	
	(€ milioni)	
	2019	2018
Special item dell'utile (perdita) operativo	230	260
Oneri ambientali	76	152
Svalutazioni (riprese di valore) nette	311	102
Plusvalenze nette su cessione di asset	(23)	(425)
Accantonamenti a fondo rischi	6	345
Oneri per incentivazione all'esodo	9	5
Derivati su commodity	(211)	(177)
Differenze e derivati su cambi	47	40
Altro	15	218
Oneri (proventi) finanziari	7	(27)
di cui:		
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(47)	(40)
Oneri (proventi) su partecipazioni	27	(315)
di cui:		
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		(321)
Imposte sul reddito	18	(120)
di cui:		
- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	9	(73)
- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	9	(47)
Totale special item dell'utile (perdita) netto	282	(202)

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €230 milioni con il seguente break-down per settore:

- **E&P:** oneri netti di €23 milioni rappresentati da: un accantonamento al fondo svalutazione di crediti nei confronti di una controparte di Stato in funzione del probabile esito di una rinegoziazione in corso relativa a un contratto petrolifero (€37 milioni) e la svalutazione di alcuni asset per allinearli al fair value (€22 milioni) nonché accantonamenti a fondo rischi. I proventi includono il rimborso di costi a seguito della cessione della quota in Nour (€13 milioni);
- **G&P:** proventi netti di €35 milioni rappresentati da: la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €215 milioni) e la riclassifica del saldo positivo di €40 milioni relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione, più che compensati dalla 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 svasso 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 (€151 milioni);
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €211 milioni rappresentati da: svalutazione parziale del valore di libro della raffineria di Sannazzaro dovuta alla revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini delle lavorazioni complesse, nonché svalutazioni degli investimenti di periodo relativi a CGU della R&M interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€287 milioni); oneri ambientali (€85 milioni), in parte compensati dalla rilevazione di un indennizzo assicurativo, relativo all'impianto EST (€169 milioni).

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.	Var %
Exploration & Production	11.524	11.824	(300)	(2,5)
Gas & Power	27.161	26.777	384	1,4
Refining & Marketing e Chimica	11.531	11.991	(460)	(3,8)
- <i>Refining & Marketing</i>	9.604	9.661	(57)	(0,6)
- <i>Chimica</i>	2.141	2.615	(474)	(18,1)
- <i>Elisioni</i>	(214)	(285)		
Corporate e altre attività	766	744	22	3,0
Elisioni di consolidamento	(14.002)	(15.265)	1.263	
Ricavi della gestione caratteristica	36.980	36.071	909	2,5
Altri ricavi e proventi	644	838	(194)	(23,2)
Totale ricavi	37.624	36.909	715	1,9

I ricavi complessivi ammontano a €37.624 milioni, evidenziando un incremento dell'1,9%. I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2019 (€36.980 milioni) sono aumentati di €909 milioni rispetto al primo semestre 2018 (+2,5%).

Proventi (oneri) finanziari netti

	Primo Semestre		
(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(476)	(282)	(194)
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(378)	(311)	(67)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(190)		(190)
- Interessi attivi verso banche	11	9	2
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	78	17	61
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	3	3	
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	(21)	(273)	252
- Strumenti finanziari derivati su valute	(3)	(304)	301
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(18)	31	(49)
Differenze di cambio	70	233	(163)
Altri proventi (oneri) finanziari	(171)	(325)	154
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	53	86	(33)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(147)	(128)	(19)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(77)	(283)	206
	(598)	(647)	49
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	46	26	20
	(552)	(621)	69

Gli **oneri finanziari netti** di €552 milioni si riducono di €69 milioni rispetto al primo semestre 2018. I principali driver sono stati: (i) la variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€301 milioni) le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IFRS 9, compensata dalle differenze cambio (-€163 milioni), il cui impatto netto (+€138 milioni) riflette l'apprezzamento del dollaro USA vs l'Euro; e (ii) la riduzione degli altri oneri finanziari che riflette la circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo (€220 milioni). Tali variazioni positive sono state in parte compensate dalla rilevazione degli interessi passivi maturati sulla lease liability (€190 milioni).

Proventi (oneri) netti su partecipazione

(€ milioni)	Primo Semestre		
	2019	2018	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	52	401	(349)
Dividendi	89	79	10
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	4	(6)	10
Altri proventi (oneri) netti	1		1
	146	474	(328)

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €146 milioni e riguardano:

- i dividendi di €89 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€64 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co. (€19 milioni);
- le quote di competenza dei risultati di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €52 milioni che recepiscono essenzialmente il contributo della joint venture upstream Vår Energi (€65 milioni).

Stato patrimoniale riclassificato¹

	30 Giu. 2019	Impatti adozione IFRS 16 su opening balance 01/01/2019	31 Dic. 2018	Var. ass.
(€ milioni)				
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	61.430		60.302	1.128
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.488	5.643		5.488
Attività immateriali	3.154		3.170	(16)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.427		1.217	210
Partecipazioni	7.108		7.963	(855)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.395		1.314	81
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.495)		(2.399)	(96)
	77.507	5.643	71.567	5.940
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	4.569		4.651	(82)
Crediti commerciali	9.416		9.520	(104)
Debiti commerciali	(10.679)	128	(11.645)	966
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.192)		(1.104)	(1.088)
Fondi per rischi e oneri	(12.344)		(11.886)	(458)
Altre attività (passività) d'esercizio	(717)	(12)	(860)	143
	(11.947)	116	(11.324)	(623)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.173)		(1.117)	(56)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	210		236	(26)
CAPITALE INVESTITO NETTO	64.597	5.759	59.362	5.235
Patrimonio netto degli azionisti Eni	50.949		51.016	(67)
Interessenze di terzi	57		57	
Patrimonio netto	51.006		51.073	(67)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	7.869		8.289	(420)
Passività per leasing	5.722	5.759		5.722
- di cui working interest Eni	3.724	3.730		3.724
- di cui working interest follower	1.998	2.029		1.998
Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16	13.591	5.759	8.289	5.302
COPERTURE	64.597	5.759	59.362	5.235
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15		0,16	(0,01)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,27		n.a.	
Gearing	0,21		0,14	0,07

Al 30 giugno 2019, il **capitale immobilizzato** aumenta di €5.940 milioni a €77.507 milioni per effetto essenzialmente della rilevazione iniziale del diritto d'uso dei beni assunti in leasing per €5.643 milioni in applicazione all'1/1/2019 dell'IFRS 16. Inoltre l'incremento degli immobili, impianti e macchinari (+€1.128 milioni) è dovuto agli investimenti di periodo (€4.236 milioni) e all'aggiornamento dell'asset retirement obligation, parzialmente compensati dagli ammortamenti, svalutazioni e radiazioni (€4.315 milioni). La voce partecipazioni diminuisce per il pagamento del dividendo da parte della partecipazione valutata all'equity Vår Energi.

Il **capitale di esercizio netto** (-€11.947 milioni) diminuisce di €623 milioni per effetto dell'incremento dei debiti tributari a seguito dello stanziamento delle imposte di periodo e dell'aumento delle provision, parzialmente compensati dalla riduzione dei debiti commerciali.

Il **patrimonio netto** (€51.006 milioni) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2018. L'utile netto del periodo e un modesto incremento della riserva per differenze cambio sono stati compensati dalla distribuzione del saldo dividendo 2018 (€1.476 milioni) e dalla variazione negativa (-€564 milioni) della riserva cash flow hedge.

L'**indebitamento finanziario netto**² al 30 giugno 2019 è pari a €13.591 milioni in aumento di €5.302 milioni rispetto al 2018. Tale variazione è riferita per €5.759 milioni alla rilevazione iniziale della lease liability in applicazione dell'IFRS 16 che comprende anche la riclassifica di €128 milioni di debiti per canoni

¹ Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 32.

di leasing outstanding all'1/1/2019, precedentemente classificati come commerciali. La variazione è riferibile per circa €2 miliardi alla quota di lease liability di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni, che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Al netto dell'effetto complessivo dello IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €7.869 milioni, evidenziando una riduzione di €420 milioni rispetto al 31 dicembre 2018.

Il **leverage**³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,27 al 30 giugno 2019 per effetto dello step-up dell'indebitamento finanziario dovuto alla rilevazione iniziale delle passività per leasing, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,15.

Rendiconto finanziario riclassificato ⁴

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2019	2018	Var. ass.
Utile (perdita) netto		1.520	2.205	(685)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		4.284	3.663	621
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(26)	(418)	392
- dividendi, interessi e imposte		3.183	2.783	400
Variazione del capitale di esercizio		(534)	(676)	142
Dividendi incassati da partecipate		1.155	100	1.055
Imposte pagate		(2.516)	(2.134)	(382)
Interessi (pagati) incassati		(454)	(303)	(151)
Flusso di cassa netto da attività operativa		6.612	5.220	1.392
Investimenti tecnici		(4.236)	(4.502)	266
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(51)	(131)	80
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		38	1.261	(1.223)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		41	693	(652)
Free cash flow		2.404	2.541	(137)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(a)		(122)	(59)	(63)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(663)	(974)	311
Rimborso di passività per beni in leasing		(397)		(397)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.525)	(1.443)	(82)
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		2	12	(10)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(301)	77	(378)

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2019	2018	Var. ass.
Free cash flow		2.404	2.541	(137)
Rimborso di passività per beni in leasing		(397)		(397)
Debiti e crediti finanziari società acquisite			(2)	2
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			(5)	5
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(62)	(72)	10
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.525)	(1.443)	(82)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING		420	1.019	(599)
Effetti prima applicazione IFRS 16		(5.759)		(5.759)
Rimborsi lease liability		397		397
Accensioni del periodo e altre variazioni		(360)		(360)
Variazione passività per beni in leasing		(5.722)		(5.722)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(5.302)	1.019	(6.321)

(a) Si veda il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" e la nota (a) dello schema di Rendiconto Finanziario Statutory a pag. 55.

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €6.612 milioni. L'assorbimento di cassa del capitale circolante riflette il minore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2018 (-€119 milioni) e il pagamento di un onere legato alla definizione

³ Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Misure alternative di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

⁴ Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

di un arbitrato accantonato nel bilancio 2018 (€330 milioni).

Il flusso di cassa netto da attività operativa comprende il dividendo dell'ammontare di €1.047 milioni pagato dalla joint venture Vår Energi.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €6.800 milioni evidenziando una crescita del 23% rispetto al primo semestre 2018. Anche considerando i fenomeni straordinari che avevano ridotto di circa €500 milioni il dato del periodo di confronto ed escludendo gli effetti positivi dello IFRS 16 e alcuni oneri straordinari 2019, la crescita rimane comunque significativa con la performance che si ridetermina in circa €6,5 miliardi, +9%.

Il flusso di cassa netto da attività operativa registra un beneficio di €292 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16 poiché i canoni di leasing per la quota capitale relativi a beni di esercizio non sono più rilevati come costi operativi, ma sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

I fabbisogni per gli **investimenti del periodo** sono stati di €4.287 milioni e includono l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria (€372 milioni) e altre componenti non organiche per un ammontare complessivo di €500 milioni.

Il cash out per investimenti registra un beneficio di €105 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16, poiché i canoni di leasing di beni utilizzati in progetti di investimento per la quota capitale sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento. L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un beneficio di €397 milioni sul free cash flow.

Nel primo semestre 2019 la gestione ha finanziato i cash out connessi agli investimenti e al ritorno agli azionisti Eni per €1.525 milioni comprensivi del pagamento del saldo dividendo 2018 e del riacquisto di azioni proprie; il surplus è stato impiegato per ridurre i debiti finanziari e ripagare la lease liability.

Primo Semestre 2019	(€ milioni)	post IFRS 16	effetti IFRS 16	ante IFRS 16
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		6.800	(354)	6.446
Variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		(188)	62	(126)
Flusso di cassa netto da attività operativa		6.612	(292)	6.320
Investimenti tecnici		(4.236)	(105)	(4.341)
Free cash flow		2.404	(397)	2.007
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(2.585)	397	(2.188)
Flusso di cassa netto		(301)		(301)

(a) Esclude dalla variazione del capitale circolante da rendiconto finanziario statutory di -€534 milioni l'incremento di valore del magazzino dovuto all'effetto prezzo (stock profit) di €346 milioni (-€534 milioni + €346 milioni = €188 milioni). Coerentemente anche il flusso di cassa netto ante variazione circolante esclude lo stock profit.

Investimenti tecnici

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.	Var %
Exploration & Production	3.662	4.061	(399)	(9,8)
- acquisto di riserve proved e unproved	372	723	(351)	(48,5)
- ricerca esplorativa	313	161	152	94,4
- sviluppo	2.957	3.158	(201)	(6,4)
- altro	20	19	1	5,3
Gas & Power	99	97	2	2,1
Refining & Marketing e Chimica	417	324	93	28,7
- Refining & Marketing	379	257	122	47,5
- Chimica	38	67	(29)	(43,3)
Corporate e altre attività	64	28	36	..
Elisioni di consolidamento	(6)	(8)	2	
Investimenti tecnici	4.236	4.502	(266)	(5,9)

Nel primo semestre 2019 gli **investimenti tecnici** di €4.236 milioni (€4.502 milioni nel semestre 2018) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€2.957 milioni) in particolare in Egitto, Nigeria, Ghana, Libia, Messico, Indonesia e Stati Uniti. L'acquisto di riserve proved e unproved di €372 milioni riguarda l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€341 milioni) essenzialmente per il ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, la riconversione della Raffineria di Gela in green refinery e il 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 (€38 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€81 milioni).

Risultati per settore di attività⁵

Exploration & Production

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo	4.425	4.568	(143)	(3,1)
Esclusione special items	23	259	(236)	
Utile (perdita) operativo adjusted	4.448	4.827	(379)	(7,9)
Proventi (oneri) finanziari netti	(203)	(319)	116	
Proventi (oneri) su partecipazioni	148	144	4	
Imposte sul reddito	(2.590)	(2.644)	54	
Tax rate (%)	59,0	56,8	2,2	
Utile (perdita) netto adjusted	1.803	2.008	(205)	(10,2)
I risultati includono:				
costi di ricerca esplorativa:	306	161	145	90,1
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	146	128	18	
- radiazione di pozzi di insuccesso	160	33	127	

Nel primo semestre 2019, il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €4.448 milioni, con una riduzione dell'8% rispetto al primo semestre 2018, che si ridetermina in +5% escludendo per omogeneità il contributo della ex-controllata Eni Norge, oggetto di business combination con Point Resources ai fini della costituzione di Vår Energi, joint venture valutata a equity operativa dall'1/1/2019 e al netto dello IFRS 16 e dell'effetto negativo dello scenario riferito alla flessione del prezzo in dollari del petrolio (-6% per il marker Brent) e dei prezzi spot del gas, quest'ultimi con impatto particolare sulle vendite nei mercati europei solo parzialmente compensati dall'apprezzamento del dollaro USA vs l'Euro (+7%). L'incremento è dovuto alla migliore performance attribuibile all'effetto positivo volume/mix per il maggiore contributo delle produzioni incrementali in particolare in Egitto, Libia, Angola e Ghana in parte compensato dai maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso. L'utile operativo include il margine relativo a volumi di idrocarburi, 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 nei termini contrattuali. Su questa base sono stati rilevati a conto economico il ricavo corrispondente al prezzo contrattuale per i volumi in take-or-pay e i connessi effetti sugli ammortamenti unit-of-production e sulle imposte.

L'**utile netto adjusted** di €1.803 milioni si riduce del 10% rispetto al semestre 2018, per effetto della riduzione dell'utile operativo in parte compensata del miglioramento della gestione finanziaria/partecipazioni (+€120 milioni) dovuto alla quota di risultato della joint venture Vår Energi (€65 milioni) e alla circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti finanziari relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo. L'incremento del tax rate adjusted di circa 2 punti percentuali è dovuto alla maggiore incidenza degli utili prodotti in paesi a più elevata fiscalità.

⁵ Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Misure alternative di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

Gas & Power

(€ milioni)	Primo Semestre			
	2019	2018	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo	453	555	(102)	(18,4)
Esclusione special item	(35)	(125)	90	
Utile (perdita) operativo adjusted	418	430	(12)	(2,8)
- Gas & LNG Marketing and Power	253	301	(48)	(15,9)
- Eni gas e luce	165	129	36	27,9
Proventi (oneri) finanziari netti	(11)	(6)	(5)	
Proventi (oneri) su partecipazioni	1	11	(10)	
Imposte sul reddito	(122)	(163)	41	
Tax rate (%)	29,9	37,5	(7,6)	
Utile (perdita) netto adjusted	286	272	14	5,1

Nel primo semestre 2019, il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €418 milioni in calo rispetto al primo semestre 2018 (-3%), influenzato dalla riduzione del risultato del business GNL che ha risentito della flessione dei margini nei mercati asiatici a causa della debolezza della domanda e dalla minore disponibilità di GNL equity. Tali effetti sono stati positivamente compensati dalla buona performance del business gas retail.

Il settore ha chiuso il semestre con l'**utile netto adjusted** di €286 milioni, in aumento del 5%.

Refining & Marketing e Chimica

(€ milioni)	Primo Semestre			
	2019	2018	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo	226	396	(170)	(42,9)
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(444)	(359)	(85)	
Esclusione special item	211	107	104	
Utile (perdita) operativo adjusted	(7)	144	(151)	..
- Refining & Marketing	67	79	(12)	(15,2)
- Chimica	(74)	65	(139)	..
Proventi (oneri) finanziari netti		11	(11)	
Proventi (oneri) su partecipazioni	7	2	5	
Imposte sul reddito	(33)	(71)	38	
Tax rate (%)	..	45,2		
Utile (perdita) netto adjusted	(33)	86	(119)	..

Nel primo semestre 2019 il settore Refining & Marketing e Chimica ha registrato la **perdita operativa adjusted** di €7 milioni rispetto all'utile operativo adjusted di €144 milioni conseguito nel primo semestre 2018 per effetto del peggioramento della performance della Chimica.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €67 milioni, con una riduzione del 15% rispetto al semestre 2018. La performance positiva registrata nel retail e nel wholesale, grazie alla maggiore efficienza, all'effetto volumi/mix, alla crescita dei prodotti premium e a migliori margini è stata in parte compensata dall'eccezionale deterioramento della redditività delle lavorazioni complesse dovuto alla contrazione del differenziale tra greggi ad alto tenore di zolfo e il greggio leggero benchmark Brent, che penalizza i risultati delle raffinerie Eni a elevata conversione, attenuata dal rafforzamento del dollaro, da ottimizzazioni degli assetti produttivi che hanno recuperato l'indisponibilità della raffineria di Vohburg (Bayernoil) e le minori lavorazioni nella Raffineria di Schwedt (PCK) per contaminazione dell'oleodotto di Druzhba. Il primo trimestre era stato penalizzato invece, oltre che dallo scenario, dalle minori lavorazioni conseguenti alle fermate.

La **Chimica**, al pari dei principali player del settore, ha registrato una performance debole (perdita adjusted di €74 milioni rispetto all'utile operativo adjusted di €65 milioni conseguito nel primo semestre 2018) a causa della flessione del margine del polietilene e delle altre commodity (stirenici ed elastomeri), in particolare nel primo trimestre a causa del rallentamento della domanda globale anche a causa della disputa commerciale USA-Cina che ha indotto gli utilizzatori ad attuare politiche di destocking, nonché la minore domanda di elastomeri nel settore automotive. Inoltre il risultato è stato penalizzato dall'incidente avvenuto nel primo trimestre allo steam-cracker di Priolo, ora tornato a regime, e dal fermo non programmato del cracker di Porto Marghera.

Il settore Refining & Marketing e Chimica ha registrato una **perdita netta adjusted** di €33 milioni rispetto all'utile di €86 milioni del semestre 2018, per effetto del peggioramento della performance operativa.

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, 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 le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. 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.

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'accrescimento discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

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; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono 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. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. 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. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

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

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

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

Coverage

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

Current ratio

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

Debt coverage

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

		Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
I semestre 2019	(€ milioni)						
Utile (perdita) operativo		4.425	453	226	(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			(215)	4			(211)
- differenze e derivati su cambi		6	40	1			47
- altro		24	137	(184)	38		15
Special item dell'utile (perdita) operativo		23	(35)	211	31		230
Utile (perdita) operativo adjusted		4.448	418	(7)	(264)	38	4.633
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(203)	(11)		(331)		(545)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		148	1	7	17		173
Imposte sul reddito ^(a)		(2.590)	(122)	(33)	63	(21)	(2.703)
<i>Tax rate (%)</i>		<i>59,0</i>	<i>29,9</i>	<i>..</i>			<i>63,4</i>
Utile (perdita) netto adjusted		1.803	286	(33)	(515)	17	1.558
di competenza:							
- interessenze di terzi							4
- 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.

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
I semestre 2018	(€ milioni)					
Utile (perdita) operativo	4.568	555	396	(350)	(131)	5.038
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(359)		5	(354)
Esclusione special item:						
- oneri ambientali	63		79	10		152
- svalutazioni (riprese di valore) nette	58	6	35	3		102
- plusvalenze nette su cessione di asset	(418)		(7)			(425)
- accantonamenti a fondo rischi	339			6		345
- oneri per incentivazione all'esodo	3	4	1	(3)		5
- derivati su commodity		(170)	(7)			(177)
- differenze e derivati su cambi	2	37	1			40
- altro	212	(2)	5	3		218
Special item dell'utile (perdita) operativo	259	(125)	107	19		260
Utile (perdita) operativo adjusted	4.827	430	144	(331)	(126)	4.944
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(319)	(6)	11	(334)		(648)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	144	11	2	2		159
Imposte sul reddito ^(a)	(2.644)	(163)	(71)	134	41	(2.703)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>56,8</i>	<i>37,5</i>	<i>45,2</i>			<i>60,7</i>
Utile (perdita) netto adjusted	2.008	272	86	(529)	(85)	1.752
<i>di competenza:</i>						
- interessenze di terzi						7
- azionisti Eni						1.745
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						2.198
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(251)
Esclusione special item						(202)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.745

(a) Escludono gli special item.

Leverage e indebitamento finanziario

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)	30 giugno 2019	31 dicembre 2018	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.300	25.865	(565)
- Debiti finanziari a breve termine	6.344	5.783	561
- Debiti finanziari a lungo termine	18.956	20.082	(1.126)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.554)	(10.836)	282
Titoli held for trading	(6.670)	(6.552)	(118)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(207)	(188)	(19)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing	7.869	8.289	(420)
Passività per beni in leasing	5.722		5.722
- di cui working interest Eni	3.724		3.724
- di cui working interest follower	1.998		1.998
Indebitamento finanziario netto	13.591	8.289	5.302
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	51.006	51.073	(67)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,16	(0,01)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,27	n.a.	

Leverage pro-forma

(€ milioni)	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
Indebitamento finanziario netto	13.591	1.998	11.593
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	51.006		51.006
Leverage pro-forma	0,27		0,23

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).

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato		30 giugno 2019		31 dicembre 2018	
(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Rif. alle note al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			61.430		60.302
Diritto di utilizzo beni in leasing			5.488		
Attività immateriali			3.154		3.170
Rimanenze immobilizzate - scorte d’obbligo			1.427		1.217
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			7.108		7.963
Crediti finanziari e titoli strumentali all’attività operativa	(vedi nota 14)		1.395		1.314
Debiti netti relativi all’attività di investimento, composti da:			(2.495)		(2.399)
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 6)	30		122	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 8)	9		9	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 15)	(2.534)		(2.530)	
Totale Capitale immobilizzato			77.507		71.567
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			4.569		4.651
Crediti commerciali	(vedi nota 6)		9.416		9.520
Debiti commerciali	(vedi nota 15)		(10.679)		(11.645)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(2.192)		(1.104)
- passività per imposte sul reddito correnti		(473)		(440)	
- passività per altre imposte correnti		(2.311)		(1.432)	
- passività per imposte differite		(4.379)		(4.272)	
- altre passività non correnti per imposte	(vedi nota 16)	(73)		(61)	
- attività per imposte sul reddito correnti		162		191	
- attività per altre imposte correnti		515		561	
- attività per imposte anticipate		3.935		3.931	
- altre attività non correnti per imposte	(vedi nota 8)	435		422	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 15)	(3)		(4)	
Fondi per rischi e oneri			(12.344)		(11.886)
Altre attività (passività), composti da:			(717)		(860)
- crediti finanziari strumentali all’attività operativa a breve termine	(vedi nota 14)	43		51	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 6)	4.611		4.459	
- altre attività correnti		3.029		2.258	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 8)	424		361	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 15)	(2.090)		(2.568)	
- altre passività correnti		(5.269)		(3.980)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 16)	(1.465)		(1.441)	
Totale Capitale di esercizio netto			(11.947)		(11.324)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.173)		(1.117)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			210		236
composte da:					
- attività destinate alla vendita		272		295	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(62)		(59)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			64.597		59.362
			51.006		51.073
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi					
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			25.300		25.865
- passività finanziarie a lungo termine		18.956		20.082	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		4.070		3.601	
- passività finanziarie a breve termine		2.274		2.182	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(10.554)		(10.836)
Titoli held-for-trading			(6.670)		(6.552)
Crediti finanziari non strumentali all’attività operativa	(vedi nota 14)		(207)		(188)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing			7.869		8.289
Passività per beni in leasing, composti da			5.722		
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.852			
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		870			
Totale Indebitamento finanziario netto ^(a)			13.591		8.289
COPERTURE			64.597		59.362

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 18 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

(€ milioni)

	Primo Semestre 2019		Primo Semestre 2018	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto		1.520		2.205
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		4.284		3.663
- Ammortamenti	3.826		3.606	
- Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	311		102	
- Radiazioni	178		21	
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(52)		(401)	
- Altre variazioni	(14)		299	
- Variazione fondo per benefici ai dipendenti	35		36	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(26)		(418)
Dividendi, interessi e imposte		3.183		2.783
- Dividendi	(89)		(79)	
- Interessi attivi	(72)		(100)	
- Interessi passivi	521		276	
- Imposte sul reddito	2.823		2.686	
Variazioni del capitale di esercizio		(534)		(676)
- rimanenze	(102)		(181)	
- crediti commerciali	131		(907)	
- debiti commerciali	(873)		(255)	
- fondi per rischi e oneri	(30)		(338)	
- altre attività e passività	340		1.005	
Dividendi incassati da partecipate		1.155		100
Imposte pagate		(2.516)		(2.134)
Interessi (pagati) incassati		(454)		(303)
- Interessi incassati	32		25	
- Interessi pagati	(486)		(328)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		6.612		5.220
Investimenti:		(4.236)		(4.502)
- attività materiali	(4.109)		(4.386)	
- attività immateriali	(127)		(116)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(51)		(131)
- partecipazioni	(51)		(116)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			(15)	
Dismissioni		38		1.261
- attività materiali	26		1.017	
- attività immateriali			5	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			178	
- partecipazioni	12		61	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		41		693
- investimenti finanziari: titoli	(8)			
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(87)		(200)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(20)		320	
- disinvestimenti finanziari: titoli	5		7	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	56		132	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	95		434	
Free cash flow		2.404		2.541

segue Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

	Primo Semestre 2019		Primo Semestre 2018	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		2.404		2.541
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(122)		(59)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(122)		(59)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(663)		(974)
- assunzione di debiti finanziari non correnti	1.021		918	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.736)		(1.649)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	52		(243)	
Rimborso di passività per beni in leasing		(397)		
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.525)		(1.443)
- rimborso di capitale ad azionisti terzi	(1)			
- acquisto di azioni proprie	(46)			
- dividendi pagati agli azionisti Eni	(1.475)		(1.440)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(3)		(3)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	3	2	12	12
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(1)			
Flusso di cassa netto		(301)		77

FATTORI DI RISCHIO E INCERTEZZA

PREMESSA

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 25 – Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato.

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITA' DEL SETTORE OIL&GAS

Il prezzo del petrolio al pari delle altre materie prime ha una storia di volatilità dovuta alla sensibilità al ciclo economico. Dopo il crollo registrato negli ultimi mesi del 2018 con un minimo prossimo ai 50 \$/barile in chiusura di anno, il prezzo del petrolio Brent si è progressivamente rafforzato nel corso della prima parte del 2019 fino a toccare i 75 \$/barile nel mese di aprile. La ripresa è stata sostenuta dalla buona dinamica della domanda a inizio anno, dalla disciplina produttiva dell'OPEC e della Russia, dai fattori geopolitici e dalle sanzioni USA nei confronti di Venezuela e Iran, quest'ultimo penalizzato dalla cessazione delle deroghe riconosciute dagli USA a beneficio di alcuni paesi importatori di greggio iraniano. Tuttavia in chiusura di semestre, il prezzo del greggio ha registrato una brusca correzione con il prezzo del Brent sceso in prossimità dei 60 \$/barile, a causa del rallentamento della crescita globale, dell'escalation della disputa commerciale tra USA e Cina e del balzo registrato dalle scorte USA in un contesto di forte crescita dell'unconventional statunitense.

Nel primo semestre 2019 la quotazione media Brent è stata di circa 66 \$/barile con una flessione del 6% rispetto al primo semestre 2018. L'effetto di tale calo sul risultato e sul cash flow Eni del semestre è stato attenuato dall'apprezzamento del dollaro sull'euro (+7%).

Nel 2019 la domanda globale di petrolio è attesa crescere di circa 1,2 milioni di barili/giorno, in rallentamento rispetto alla crescita registrata nel 2018. Nel corso del primo semestre l'offerta globale di greggio ha superato la domanda per un ammontare non trascurabile. Le condizioni di oversupply sono previste perdurare nel secondo semestre. Inoltre, considerati i rischi di ulteriore rallentamento dell'economia mondiale, i fattori geopolitici e le incertezze associate con gli sviluppi della disputa commerciale tra USA e Cina e della Brexit, attenuati dalla decisione dell'OPEC a inizio luglio di protrarre i tagli per ulteriori nove mesi, il management prevede per la seconda metà 2019 un prezzo del Brent allineato al primo semestre. Guardando al medio-lungo termine sulla base dell'analisi dei fondamentali del mercato e considerate le previsioni fatte da analisti finanziari e istituti specializzati, il management ha ritenuto di confermare l'assunzione di prezzo long-term a 70 \$/barile per il riferimento Brent (in moneta reale 2022; inflazione di lungo termine 2%), in linea con quella utilizzata nella valutazione della recuperabilità dei valori d'iscrizione delle proprietà oil&gas del bilancio 2018. Pertanto, non si rileva la presenza di impairment indicator in occasione della redazione della presente relazione semestrale 2019.

I risultati dell'Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sul cash flow a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito). Sulla base del portafoglio corrente di asset oil&gas, il management stima che per ogni variazione di +/- 1 \$/barile del prezzo del Brent rispetto alla previsione Eni per il 2019, il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") diminuisce/aumenta di circa €190 milioni. Oltre agli effetti sui risultati finanziari a breve termine, l'esposizione al rischio commodity interessa anche i fondamentali della Company. Infatti, un periodo prolungato di contrazione del prezzo della commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle nostre prospettive di business, limitando la capacità di finanziare i programmi di investimento e di far fronte ai nostri commitment. Eni potrebbe

rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà oil&gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Questo potrebbe comportare la cancellazione, il rinvio o la differente modulazione dei progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni. L'attività oil&gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Il controllo degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento di un'adeguata redditività e dell'equilibrio patrimoniale. Storicamente i nostri investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il nostro cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai nostri pozzi di produzione; (iii) la nostra capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iv) i rischi geopolitici; e (v) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il nostro cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito. Nella programmazione dei flussi finanziari Eni ha considerato i fabbisogni per il pagamento dei dividendi agli azionisti, mentre il piano di buy-back dell'azione è attuato solo in presenza di condizioni di mercato/livello di indebitamento favorevoli (Brent non inferiore a 60 \$/barile e leverage ante IFRS 16 stabilmente sotto 0,2). Alla data della presente Relazione Finanziaria Annuale, Eni dispone di una riserva di liquidità dimensionata in modo da rispondere agli obiettivi di: (i) far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario e restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali); e (ii) assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni.

Considerata la volatilità del prezzo del petrolio e l'esposizione dell'Eni al rischio commodity, il management conferma un approccio prudentiale nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa disciplina finanziaria e un focus costante sull'efficienza/efficacia delle operazioni. Per il quadriennio 2019-2022 Eni prevede un programma d'investimenti di €32,8 miliardi, sostanzialmente in linea con il piano precedente; circa il 50% della manovra d'investimento a fine piano è "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Per il 2019, Eni prevede un livello di spending di circa €8 miliardi, in linea con la previsione del piano. Nonostante il controllo degli investimenti, il management intende mantenere un elevato tasso di crescita della produzione d'idrocarburi pari a circa il 3,5%, in media nell'arco del prossimo quadriennio. Nel coniugare crescita e contenimento dei costi, il management farà leva in particolare sull'approccio modulare nella realizzazione dei grandi progetti e sulla riduzione del capitale inattivo attraverso l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve. Infine, la volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte, per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto sulle produzioni sostanzialmente nullo nel primo semestre 2019 rispetto al 2018 a seguito di un contesto di scenario marcatamente volatile che ha comportato prezzi di realizzo sensibilmente diversi rispetto alla media Brent del periodo nonché ad una situazione congiunturale dello scenario prezzi gas i cui marker di riferimento in alcuni casi asseriscono a lassi temporali precedenti il periodo in esame.

I risultati del business Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle. Nel primo semestre 2019 i risultati dei business raffinazione e chimica sono stati penalizzati in misura significativa dalla compressione dei margini dei prodotti a causa delle difficoltà nel trasferire gli aumenti del costo della carica petrolifera nei prezzi dei prodotti, frenati dal rallentamento dei

mercati a valle in particolare in Europa a causa della minore crescita e del clima d'incertezza dovuto alla disputa commerciale USA-Cina che ha indotto gli utilizzatori di commodity ad attuare politiche di "destocking", nonché dalla pressione competitiva da parte di prodotti più convenienti. Durante le fasi di minore crescita economica, le raffinerie Eni a carica tradizionale e le linee di business della chimica di prodotti commodity (come il polietilene) sono esposte alla competizione da parte dei produttori del Medio Oriente e USA che sono avvantaggiati rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive (in termini di prossimità o di prezzo come nel caso di produttori chimici USA che utilizzano l'etano come carica per il cracker) e maggiore diversificazione geografica. Guardando al futuro, il management ritiene che l'ambiente competitivo in questi business rimarrà sfidante a causa delle incertezze macroeconomiche e delle attese di nuovi investimenti di espansione della capacità nella raffinazione e nella petrolchimica di base su scala globale. Inoltre le raffinerie Eni dotate di elevata capacità di conversione sono esposte al rischio di contrazione del differenziale dei greggi pesanti vs. Brent che riduce il premio "complexity", cioè il vantaggio di cui beneficiano tali tipi d'impianti in grado di ottenere prodotti pregiati dai greggi "heavy/sour" (cioè a elevato contenuto di zolfo/elevata resa d'olio combustibile) che quotano tipicamente a sconto rispetto al Brent. In particolari situazioni di mercato può accadere che tale sconto si riduca in maniera significativa come è accaduto nel corso del primo semestre 2019 a causa della carenza d'offerta "heavy" dovuta ai tagli produttivi dell'OPEC, alle sanzioni Usa nei confronti dell'Iran e alla flessione della produzione venezuelana. Il management prevede che tale trend possa rappresentare un fattore di rischio per i risultati del business raffinazione nel secondo semestre 2019 e a medio termine.

La domanda di plastiche sarà influenzata negativamente dalla prevedibile adozione di provvedimenti normativi su scala globale per il phase-out delle "single-use plastics".

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2018 circa l'82% delle riserve certe di idrocarburi dell'Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale, Sud-Est asiatico e America Meridionale. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi di Stato che sono partner di Eni nei progetti industriali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici o di fornitori locali qualificati nelle iniziative che richiedono il rispetto di soglie minime di local content; e (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

Attualmente Eni è esposta a rischi geopolitici e di instabilità finanziaria in alcuni importanti paesi di presenza, quali Venezuela, Nigeria, Egitto e Libia.

Il Venezuela è in una condizione di stress finanziario dovuto alla contrazione delle entrate petrolifere, acuita dalle sanzioni USA che hanno limitato l'accesso del Paese ai mercati finanziari e imposto l'embargo sulle esportazioni di greggio. La mancanza di risorse finanziarie ha ridotto in misura significativa la capacità del Paese di investire in nuovi progetti petroliferi con la conseguente caduta dei livelli produttivi. Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti fatti da Eni nel Paese e dei crediti commerciali vantati verso le società petrolifere di Stato per la fornitura dei volumi d'idrocarburi equity. L'attività Eni nel Paese è concentrata in due grandi progetti: il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón

IV, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e il campo ad olio pesante onshore PetroJunin, operato dall'omonima società i cui azionisti sono la società di Stato PDVSA ed Eni, in regime di "Empresa Mixta". L'esposizione Eni, nelle due iniziative petrolifere, ammonta a circa \$1,5 miliardi, compresi crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture di gas del giacimento Perla in quota Eni, ceduti da Cardón IV all'azionista Eni Venezuela ed all'altro azionista. Nonostante il difficile outlook finanziario del Paese, nel corso del primo semestre 2019 è stata incassata una percentuale di fatturato per le forniture correnti di gas a PDVSA coerente con le assunzioni del management ai fini della stima dell'expected loss dei crediti commerciali venezuelani su cui si basa la valutazione di recuperabilità del capitale investito da Eni nel progetto.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario che si riflette nelle difficoltà della compagnia petrolifera di Stato NNPC e di altri operatori locali nell'adempiere le obbligazioni di funding dei progetti di sviluppo operati dall'Eni. L'esposizione della Compagnia verso i partner nigeriani è significativa in relazione sia a crediti per "chiamate fondi" che di altra natura (underlifting) ed è soggetta a un elevato rischio controparte. Tuttavia, il piano concordato con NNPC per il rientro di una parte importante dello scaduto sta procedendo in linea con le aspettative del management.

È possibile che nel secondo semestre e nei reporting period successivi, il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente. Infine, per quanto riguarda l'Egitto, l'esposizione Eni verso il Paese è destinata a rimanere significativa nell'arco del prossimo quadriennio in relazione ai rilevanti volumi di gas equity forniti alle compagnie petrolifere di Stato, derivanti dal giacimento supergiant di Zohr, il cui ramp-up verrà completato nel corso del 2019, e dallo sviluppo di altri importanti progetti. Il grado di solvibilità di tali controparti pur migliorato, rimane a rischio elevato. Eni continuerà pertanto a monitorare con attenzione il rischio controparte dell'Egitto considerato il livello di esposizione.

La Libia rimane uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale, noto come "Primavera Araba", che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale all'inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2010 e nel cambio di regime, a seguito dei quali Eni fu costretta a interrompere per quasi un anno le attività petrolifere nel Paese con ricadute materiali sui risultati dell'esercizio. Agli eventi del 2010 ha fatto seguito un lungo periodo di conflitto civile e un quadro socio-politico frammentato e instabile a causa del fallimento del processo di pacificazione interno, che ha comportato per Eni frequenti rischi per la sicurezza delle persone e degli asset e per la continuità delle attività con conseguenti numerose perdite temporanee di produzione. Dalla seconda metà del 2018 si è assistito a nuovo riacutizzarsi delle tensioni interne sfociate nella ripresa della guerra civile nell'aprile 2019 con scontri armati nell'area di Tripoli. Eni ha rimpatriato tutto il personale di stanza in Libia per motivi precauzionali e ha rafforzato le misure di sicurezza presso gli impianti. Nonostante il difficile contesto operativo, nel corso del primo semestre le attività petrolifere Eni hanno marciato con regolarità e in linea con i piani aziendali conseguendo il pieno ramp-up degli upgrading realizzati nel 2018 (Wafa compression e Bahr Essalam fase 2). Il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro. Alla data della semestrale la Libia rappresenta il 16% della produzione d'idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi nel medio termine. Altro Paese, dove si sono verificati nel passato recente episodi di "disruption" è la Nigeria, sotto forma di atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni dirette alle installazioni produttive della Società, in particolare nell'area onshore del Delta del Niger, con ricadute negative sulla continuità produttiva. Per scontare possibili rischi di sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia, ma anche in altri Paesi, dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni più o meno prolungate delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi in dipendenza della gravità di tali sviluppi, come potrebbero essere conflitti interni, tensioni sociali, violenza, atti di guerra e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2019-2022 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili interruzioni delle attività produttive per periodi rilevanti. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i

rischi di natura politica, sociale ed economica dei 67 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

SANCTION TARGET

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli emessi da Autorità UE e USA con riferimento alla crisi in Russia, Ucraina e Venezuela.

Tuttavia considerati i programmi di compliance in atto, tra i quali in particolare il congelamento di ogni progetto upstream in Russia, non si registra l'emergere di ulteriori rischi in connessione ai "Sanction Target" in aggiunta a quanto già descritto nella Relazione Finanziaria Annuale 2018 (RFA 2018), alla quale si rinvia.

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITA' DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e lunghi tempi di "pay-back" e sono soggette al rischio minerario e a rischi operativi di vari natura in funzione delle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas e dell'infiammabilità degli idrocarburi.

L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità di idrocarburi privi dei requisiti di commercialità. L'attività di sviluppo è soggetta al rischio minerario dovuto a possibili sottoperformance dei reservoir e al recupero di volumi d'idrocarburi inferiori alle stime iniziali, nonché ai rischi di cost overrun in funzione della complessità dei progetti dovuta a difficoltà tecniche non previste, rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractor, ottenimento delle autorizzazioni da parte delle Autorità di stato e di ritardi nell'avvio con ricadute negative sui risultati economici e sul cash flow. I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici, in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow, i risultati e le prospettive del business.

A causa dell'instabilità degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, etc..) e delle caratteristiche geo-fisiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità, operazioni offshore), l'attività upstream è esposta ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti e della proprietà. Si tratta di rischi di incidenti di vario tipo, quali sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, blow-out, collisioni marine, rischi geologici, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi che potrebbero assumere un'entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze ancora, con la necessità, da parte di Eni, di riconoscere oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni, dividendi, disponibilità di extra cassa per finanziare il programma di buy-back).

Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore profondo e ultra profondo a causa della maggiore complessità delle operazioni e della delicatezza degli ecosistemi, quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo di idrocarburi. Nel 2018 Eni ha derivato circa il 56% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Ulteriori informazioni su questo tipo di rischio sono fornite nella RFA 2018.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HS&E

Le attività industriali Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto di carburanti, gas, GNL e prodotti chimici

sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche degli idrocarburi (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo e nelle attività di perforazione, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, eventi atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversati nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blow-out, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline. Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una voce di costo significativa nell'esercizio corrente e in quelli futuri. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti che potrebbero assumere proporzioni anche catastrofiche ed avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni, dividendi, disponibilità di extra cassa per finanziare il programma di buy-back).

Le leggi ambientali prevedono che il responsabile dell'inquinamento, sia esso residuo dall'attività industriale o derivi da incidenti, sversamenti o perdite di varia natura, debba bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque. Eni è esposta in misura rilevante a tali rischi presso tutte le localizzazioni dove svolge le proprie attività industriali per la rischiosità intrinseca nel produrre, trattare e movimentare gli idrocarburi e i loro derivati. Ad esempio, nel recente passato Eni ha dovuto interrompere, sebbene per periodi contenuti, le attività petrolifere presso importanti asset (il Centro Olio Val d'Agri in Basilicata e la piattaforma Goliat nel Mare di Barents norvegese) a causa di rischi ambientali e di tutela della salute delle comunità interessate dall'attività del Gruppo, con ricadute sui profitti, la reputazione e i costi associati ai remediation plan.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestione di tali siti, non si può escludere che possa ancora incorrere in tali passività ambientali.

In alcuni casi Eni è parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica, disastro ambientale.

Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Con riferimento a diversi di questi siti inattivi Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri), attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare gli interventi di bonifica e a rimediare al danno ambientale in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione

corrente. Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrato. È ancora possibile che in futuro possano essere rilevate passività aggiuntive in relazione ai risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, e all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso e ad altri fattori di rischio. Maggiori informazioni su questo tipo di rischio sono fornite nella RFA 2018.

RISCHI CONNESSI ALLA REGOLAMENTAZIONE DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO DEGLI IDROCARBURI

L'attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi è soggetta a un complesso di norme, di regolamenti e di prescrizioni amministrative da parte degli ordinamenti e dei governi in tutti gli stati del mondo con l'intento di disciplinare materie quali l'assegnazione e l'esercizio dei titoli minerari per l'esplorazione, la prospezione e la coltivazione degli idrocarburi sulla terraferma e nel mare territoriale, l'imposizione a carico delle società petrolifere di obblighi specifici in relazione all'esecuzione dei programmi di perforazione e altre attività di giacimento, misure di protezione dell'ambiente e di prevenzione degli incidenti, prescrizioni relative allo smantellamento dei pozzi e delle infrastrutture minerarie al termine dell'attività e di ripristino delle aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

In Italia l'attività di coltivazione degli idrocarburi sia sulla terraferma sia nel mare è condotta in regime di concessione. Le concessioni di coltivazione sono rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) previa intesa, per quelle sulla terraferma, con la Regione territorialmente interessata. La durata delle concessioni è di venti anni; l'ordinamento riconosce al concessionario il diritto ad una proroga di dieci anni e a proroghe successive di cinque anni ciascuna al fine di completare lo sfruttamento del giacimento, a condizione che il concessionario abbia adempiuto alle obbligazioni relative al programma lavori concordato con il decreto iniziale. Nel caso di ritardi nel conferimento della proroga, la legge prevede che il concessionario possa continuare a esercitare l'attività di coltivazione degli idrocarburi sulla base del decreto originario la cui scadenza è automaticamente prorogata fino al completamento dell'iter amministrativo succitato.

Tale disciplina generale deve essere coordinata con le disposizioni del decreto legge n. 135/2018, c.d. decreto semplificazioni, con il quale, in sede di conversione ad opera della legge n.12 dell'11 febbraio 2019, è diventata efficace una normativa relativa al settore minerario che prevede l'approvazione entro diciotto mesi di un "piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI)" su scala nazionale. Con tale piano il Legislatore si propone di individuare le aree che possono ritenersi compatibili con lo svolgimento dell'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, incluso il mare. Fino all'emanazione di tale piano è sospeso il conferimento di nuovi permessi di prospezione e di ricerca degli idrocarburi così come è sospesa l'efficacia di quelli conferiti con la conseguente interruzione delle relative attività. Mantengono invece la loro efficacia le concessioni di coltivazioni in essere, così come possono essere prorogate le concessioni già scadute o che scadranno fino all'emanazione del piano predetto; non possono invece essere richieste nuove concessioni di coltivazione. Nel caso in cui il piano non sia approvato entro due anni dalla data di entrata in vigore della legge, ovvero nelle aree dichiarate idonee a seguito dell'adozione del piano cessano le sospensioni dei permessi di prospezione e di ricerca e possono essere richiesti ed ottenuti nuovi titoli minerari (di esplorazione/sviluppo). Nelle aree dichiarate non idonee a seguito dell'adozione del piano sono rigettate le istanze in corso alla data di entrata in vigore della legge per il conferimento di nuovi permessi di ricerca, sono revocati i permessi di prospezione e ricerca in essere e sono rigettate le istanze per il rilascio di nuove concessioni di coltivazione in corso alla data di adozione del piano. Continuano invece fino alla scadenza, senza però la possibilità di essere ulteriormente prorogate, le concessioni di coltivazioni in essere anche in regime di proroga. La concessione più importante per l'Eni in Italia è Val d'Agri che scade il 26 ottobre p.v. e per la quale è stata presentata al MiSE, nei termini di legge, apposita istanza di proroga decennale. Nell'istanza di proroga è confermato il programma lavori approvato, relativo al primo periodo della concessione. Inoltre altre 33 concessioni di coltivazione sono attualmente in regime di "prorogatio".

Per quanto riguarda la valutazione delle riserve certe d'idrocarburi in Italia, secondo quanto prevede la norma le aree idonee allo svolgimento dell'attività mineraria devono essere identificate "sulla base di tutte le caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, morfologiche con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni e per quanto riguarda le aree marine devono essere principalmente considerati i possibili effetti sull'ecosistema, l'analisi delle rotte marine, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste". Tali criteri non sono sufficientemente definiti per consentire prima dell'emanazione del Piano un'oggettiva determinazione di quelle che saranno le aree idonee e non idonee. Pertanto non sono oggettivamente determinabili gli effetti che si determineranno sui volumi di riserve di idrocarburi che potranno essere prodotti e quindi sui relativi flussi di cassa ottenibili, anche se allo stato non si ha motivo di ritenere che tali effetti possano essere materiali.

RISCHI E INCERTEZZE ASSOCIATI CON IL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE EUROPEO DEL GAS

I prezzi spot del gas in Europa sono entrati dal quarto trimestre 2018 in una fase ribassista a causa dell'oversupply alimentata dalle crescenti disponibilità globali di GNL anche in relazione al rallentamento dell'economia in Asia, principale mercato di sbocco, dalla debolezza della domanda europea penalizzata dall'effetto clima, dalla scarsa crescita e dalla competizione delle rinnovabili, nonché dai livelli di stoccaggio superiori alla media storica. Per il 2019, il management prevede una domanda europea di gas in calo rispetto al 2018 (circa -1%) e una sostanziale stabilità a medio termine grazie al rallentamento della crescita dell'offerta di GNL. I risultati del settore Gas&Power dell'Eni sono esposti ai rischi di un contesto competitivo sfidante dovuto al tendenziale oversupply, alla concorrenza da parte delle energie rinnovabili, la cui quota di mercato è in continua espansione, alla possibile apertura di nuove route d'importazione (ad es. il gasdotto TAP) e ai flussi mondiali di GNL che alimentano la liquidità dei mercati spot europei del gas. Nel prossimo quadriennio il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato. Tale strategia si inquadra nel contesto di complesse relazioni contrattuali con i fornitori long-term di gas, i quali possono avanzare claim di revisione al rialzo dei costi di approvvigionamento, nonché di ripartizione di altri oneri contrattuali, quali la logistica.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato.

Il management non può escludere un esito sfavorevole delle rinegoziazioni o di eventuali procedimenti arbitrali relativi ai contratti gas long-term con possibili effetti negativi sulla redditività e sulla generazione di cassa del business wholesale gas.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato a un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), sia a un rischio volume. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo.

In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario. Grazie agli esiti delle rinegoziazioni e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di recuperare una parte significativa dei volumi di gas prepagati nel corso del downturn del settore gas a causa dell'obbligo take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo patrimoniale da un massimo di €2,4 miliardi a fine 2012 a €33 milioni alla data della presente Relazione Finanziaria semestrale.

Il management ritiene che i volumi di gas prepagati residui saranno completamente ritirati entro l'orizzonte di piano, nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica in Italia

Non si segnalano sviluppi significativi rispetto a quanto rappresentato nella RFA 2018.

COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) inaccuratezza delle stime degli accantonamenti dovuta al complesso processo di determinazione che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anti-corruzione nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico, di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anti-corruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili che potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

RISCHIO CLIMATE CHANGE

Il tema del cambiamento climatico comporta per un'azienda come Eni, che ricerca, sviluppa e commercializza idrocarburi, rischi operativi e finanziari a breve, medio e lungo termine. Nel breve-medio termine i rischi più significativi riguardano gli aspetti normativi: il management prevede un incremento dei costi operativi e d'investimento in ottemperanza a leggi sempre più severe in campo ambientale, finalizzate a ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG), considerate dalla comunità scientifica la principale causa del cambiamento climatico.

Nel medio-lungo termine, i driver tecnologici e di scenario assumeranno rilevanza: è realistico aspettarsi che provvedimenti normativi su larga scala in tema di riduzione delle emissioni, accompagnati da breakthrough tecnologici, comportino modifiche strutturali nel mix energetico globale e modifiche nell'ambiente operativo.

A questi si aggiungono i rischi fisici e reputazionali connessi al cambiamento climatico, i quali possono determinare interruzioni delle operazioni industriali e ricadute sulla percezione degli stakeholder.

Il verificarsi di tali rischi potrebbe avere conseguenze negative rilevanti per il business e le prospettive di Eni, i risultati economico-finanziari e i ritorni per l'azionista.

Per quanto riguarda il driver normativo, la probabile adozione in futuro di strumenti normativi e di nuove leggi a livello locale, regionale, statale o nella forma di accordi inter-governativi a livello globale, aventi l'obiettivo di contenere le emissioni di gas a effetto serra (GHG) avranno una ricaduta negativa sul consumo di combustibili fossili. Tra questi provvedimenti rientrano i meccanismi fiscali di carbon pricing, considerati una soluzione efficace dal punto di vista economico ai fini del contenimento delle emissioni di CO₂ minimizzando il costo per la collettività. È ipotizzabile un'adozione su larga scala del meccanismo del carbon pricing, con la conseguenza che una quota crescente delle emissioni di GHG di Eni sarà sottoposta a tale

regolamentazione. Attualmente circa la metà delle emissioni dirette di GHG di Eni sono assoggettate al regime di Emission Trading Scheme (ETS) europeo che prevede, a carico dell'impresa, l'onere per l'acquisto di certificati di emissione nell'open market, una volta superato il limite dell'assegnazione gratuita di quote stabilita su base regolatoria. Nel 2018 Eni ha registrato un deficit di quote pari a circa 12,7 milioni di tonnellate di CO₂; per il 2019 il management prevede un deficit di circa 13-14 milioni di tonnellate. È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. I governi potrebbero adottare ulteriori misure normative che impongano alle imprese di dotarsi di sistemi di riduzione delle emissioni dirette con conseguente aumento dei costi operativi e degli investimenti di compliance. Ad esempio nel settore upstream, i governi potrebbero introdurre misure normative per la riduzione delle emissioni fuggitive di metano o imporre l'azzeramento del gas bruciato in fiaccola o disperso in atmosfera (gas flaring o venting); questo comporterebbe maggiori investimenti e maggiori costi dei progetti upstream. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la compagnia prevede di ottenere dalle iniziative pianificate, finalizzate a rendere più sostenibile il proprio modello di business, quali ad esempio i progetti di azzeramento del flaring gas da processo, il piano volontario di azzeramento al 2025 delle emissioni fuggitive di metano e altre iniziative di carbon management per la cui descrizione, compresi i target identificati, si rinvia al paragrafo "Percorso di Decarbonizzazione" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (DNF) nell'ambito della Relazione Finanziaria Annuale 2018.

Nel lungo termine è prevedibile che la domanda di idrocarburi possa essere impattata negativamente dall'adozione di politiche ambientali sempre più severe per il contenimento delle emissioni di GHG a livello regionale, nazionale e internazionale (comprese nuove politiche di assegnazione di concessioni e permessi per lo svolgimento delle attività upstream) e da breakthrough tecnologici quali quelli nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili o nell'efficienza dei veicoli elettrici (EV – electric vehicles). Poiché il business upstream, elemento principale di creazione di valore di Eni, dipende dal livello globale della domanda di idrocarburi, ciò potrebbe comportare conseguenze negative rilevanti sui risultati, la liquidità e le prospettive di business della Società, compreso l'andamento del titolo.

Per quanto riguarda il rischio fisico, questo è legato al verificarsi di fenomeni acuti, come gli eventi meteorologici estremi, quali uragani, inondazioni, monsoni, la cui crescente frequenza e intensità è correlata da parte della comunità scientifica al fenomeno di surriscaldamento globale. Tali eventi potrebbero causare interruzioni delle nostre attività con perdita di output, di ricavi e danni rilevanti alle proprietà. Questi rischi si sono verificati nel recente passato e con tutta probabilità continueranno a verificarsi nel futuro. Inoltre, fenomeni meteorologici estremi prolungati nel tempo potrebbero causare il rischio sistemico di contrazione del PIL mondiale con ricadute dirette sulla domanda energetica. In funzione della localizzazione geografica, eventi meteorologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione.

Infine, il rischio reputazionale è legato alla percezione, da parte delle istituzioni e della comunità civile, che le società petrolifere siano i principali responsabili del cambiamento climatico a causa delle emissioni indirette dovute alla combustione dei prodotti petroliferi da parte dei consumatori finali. Questo potrebbe comportare una minore attrattività delle azioni Eni, considerato che ormai la generalità degli investitori professionali e non, valuta il rischio climatico nelle proprie decisioni di investimento.

Infine alcuni governi e regolatori hanno avviato azioni legali nei confronti delle compagnie petrolifere, tra cui Eni, reclamando la loro responsabilità per i costi connessi al climate change. In caso di soccombenza si potrebbero avere effetti significativi nei risultati, il cash flow e le prospettive.

Per maggiori informazioni sulle strategie e obiettivi Eni in tema di climate change e per una descrizione degli stress test del valore degli asset Eni a scenari low carbon si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2018.

Evoluzione prevedibile della gestione

Exploration & Production

Produzione di idrocarburi: confermata la crescita tra il 2% e il 2,5% su base annua allo scenario di budget di 62 \$/barile e al netto delle operazioni di portafoglio. Il range assume un livello produttivo in Venezuela di 40 mila boe/giorno e la regimazione delle produzioni gas in Indonesia in funzione della ridotta capacità di assorbimento del mercato asiatico. La crescita sarà sostenuta dal ramp-up dei giacimenti avviati nel 2018, in particolare i progetti libici Wafa compression e Bahr Essalam fase 2, dalla crescita organica in Egitto (ramp-up Zohr), Ghana e Angola, nonché dagli avvii del progetto Area 1 nell'offshore del Messico, Berkine North in Algeria e Trestakk in Norvegia e di quelli pianificati in Egitto e Algeria. Previsto un contributo annuo da avvii/ramp-up di circa 250 mila boe/giorno. Dopo le fermate manutentive concentrate nel secondo trimestre 2019, la crescita vs. il 2018 sarà evidente dal terzo trimestre caratterizzato ancora da fermate e ancora di più dal quarto.

Risorse esplorative: target di risorse equity superiore a 600 milioni di boe nell'anno.

Gas & Power

Risultato operativo: atteso a circa €500 milioni come da guidance.

Portafoglio clienti retail: previsto in crescita per lo sviluppo del business power.

Refining & Marketing e Chimica

Margine di raffinazione di breakeven rivisto a circa 4,4 \$/barile nel 2019 per effetto del peggioramento del differenziale tra greggi leggeri e greggi pesanti e con la piena operatività del sistema industriale. Allo scenario di budget, 3,5 \$/barile a fine 2019.

Risultato operativo: rivista la guidance a €500 milioni in considerazione del peggioramento dello scenario di conversione.

Lavorazioni in conto proprio delle raffinerie sostanzialmente in linea.

Lavorazioni green previste in crescita per l'avvio di Gela.

Vendite rete stabili; costante la quota di mercato retail Italia.

Vendite e produzioni di prodotti chimici: in flessione a causa della fermata dello steam-cracker di Priolo avvenuta nel primo trimestre, tornato a regime a fine luglio.

Gruppo

Capex: rivista in leggera riduzione la guidance di €8 miliardi per il 2019 al cambio di budget di 1€= 1,15 USD.

Generazione di cassa prima della variazione del circolante a costi di rimpiazzo: attesa pari a circa €12,8 miliardi, allo scenario di budget, prima degli effetti dello IFRS 16.

Cash neutrality: confermata per il 2019 la copertura degli investimenti organici e del dividendo allo scenario Brent di circa 55 \$/barile ante effetti IFRS 16; 52 \$/barile con gli effetti dello IFRS 16.

Altre informazioni

Art. 15 (già art.36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Alla data del 30 giugno 2019 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle nove società controllate: NAOC – Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni Petroleum Co Inc, Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Turkmenistan Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Finance USA Inc.

Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Non si segnalano fatti di rilievo dopo il 30 giugno 2019.

Rapporti con parti correlate

Per la descrizione delle principali operazioni con parti correlate si rinvia alla Nota 33 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato 2019

50	Schemi contabili
57	Note al bilancio consolidato
108	Attestazione del management
109	Relazione della Società di revisione

Stato patrimoniale

		30.06.2019		31.12.2018	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti		10.554		10.836	
Attività finanziarie destinate al trading	(5)	6.670		6.552	
Altre attività finanziarie correnti	(14)	328	64	300	49
Crediti commerciali e altri crediti	(6)	14.057	666	14.101	633
Rimanenze	(7)	4.569		4.651	
Attività per imposte sul reddito correnti		162		191	
Attività per altre imposte correnti		515		561	
Altre attività correnti	(8) (21)	3.029	158	2.258	71
		39.884		39.450	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(9)	61.430		60.302	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(10)	5.488			
Attività immateriali	(11)	3.154		3.170	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo		1.427		1.217	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)	6.180		7.044	
Altre partecipazioni	(13)	928		919	
Altre attività finanziarie non correnti	(14)	1.317	992	1.253	915
Attività per imposte anticipate	(20)	3.935		3.931	
Altre attività non correnti	(8) (21)	868	163	792	160
		84.727		78.628	
Attività destinate alla vendita	(22)	272		295	
TOTALE ATTIVITA'		124.883		118.373	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(17)	2.274	49	2.182	661
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(17)	4.070		3.601	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	870			
Debiti commerciali e altri debiti	(15)	15.306	3.445	16.747	3.664
Passività per imposte sul reddito correnti		473		440	
Passività per altre imposte correnti		2.311		1.432	
Altre passività correnti	(16) (21)	5.269	125	3.980	63
		30.573		28.382	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(17)	18.956		20.082	
Passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	4.852			
Fondi per rischi e oneri	(19)	12.344		11.886	
Fondi per benefici ai dipendenti		1.173		1.117	
Passività per imposte differite	(20)	4.379		4.272	
Altre passività non correnti	(16) (21)	1.538	23	1.502	23
		43.242		38.859	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(22)	62		59	
TOTALE PASSIVITA'		73.877		67.300	
PATRIMONIO NETTO	(23)				
Interessenze di terzi		57		57	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		37.787		36.702	
Riserve per differenze cambio da conversione		6.925		6.605	
Altre riserve		1.349		1.672	
Azioni proprie		(633)		(581)	
Acconto sul dividendo				(1.513)	
Utile (perdita) netto del periodo		1.516		4.126	
Totale patrimonio netto di Eni		50.949		51.016	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		51.006		51.073	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		124.883		118.373	

Conto economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2019		I semestre 2018	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	(26) (32)	36.980	695	36.071	626
Altri ricavi e proventi		644	7	838	3
Totale ricavi		37.624		36.909	
COSTI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(27)	(26.791)	(4.554)	(26.448)	(4.210)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(6)	(246)		(232)	
Costo lavoro	(27)	(1.553)	(11)	(1.551)	(12)
Altri proventi (oneri) operativi	(21)	30	(4)	89	186
Ammortamenti	(9) (10) (11)	(3.826)		(3.606)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	(12)	(311)		(102)	
Radiazioni	(9) (11)	(178)		(21)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		4.749		5.038	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
Proventi finanziari	(28)	1.420	41	2.349	3
Oneri finanziari	(28)	(2.029)	(2)	(2.714)	(1)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(28)	78		17	
Strumenti finanziari derivati	(21)	(21)		(273)	
		(552)		(621)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(13) (29)	52		401	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		94		73	
		146		474	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE					
Imposte sul reddito	(30)	(2.823)		(2.686)	
UTILE (PERDITA) DEL PERIODO		1.520		2.205	
Di competenza:					
- azionisti Eni		1.516		2.198	
- Interessenze di terzi		4		7	
		1.520		2.205	
Utile per azione sull'utile del periodo di competenza degli azionisti Eni					
(ammontari in € per azione)	(31)				
- semplice		0,42		0,61	
- diluito		0,42		0,61	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	I semestre 2019	I semestre 2018
Utile (perdita) del periodo	1.520	2.205
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:		
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>		
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	320	1.194
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(564)	278
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5	(20)
Effetto fiscale	163	(67)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(76)	1.385
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	1.444	3.590
Di competenza:		
- azionisti Eni	1.440	3.583
- Interessenze di terzi	4	7
	1.444	3.590

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni									Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) netto del periodo	Totale			
Saldi al 31 dicembre 2018	(23)	4.005	36.702	6.605	1.672	(581)	(1.513)	4.126	51.016	57	51.073	
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)	(2)		(4)						(4)		(4)	
Saldi al 1° gennaio 2019		4.005	36.698	6.605	1.672	(581)	(1.513)	4.126	51.012	57	51.069	
Utile del primo semestre 2019								1.516	1.516	4	1.520	
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:												
Componenti riclassificabili a conto economico												
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				320					320		320	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(401)				(401)		(401)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					5				5		5	
				320	(396)				(76)		(76)	
Utile (perdita) complessivo del periodo				320	(396)			1.516	1.440	4	1.444	
Operazioni con gli azionisti												
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,41 per azione a saldo dell'acconto 2018 di €0,42 per azione)							1.513	(2.989)	(1.476)		(1.476)	
Attribuzione del dividendo di altre società										(3)	(3)	
Destinazione utile residuo 2018			1.137						(1.137)			
Rimborso agli azionisti										(1)	(1)	
Acquisto azioni proprie			(52)		52	(52)			(52)		(52)	
		1.085			52	(52)	1.513	(4.126)	(1.528)	(4)	(1.532)	
Altri movimenti di patrimonio netto												
Piano di incentivazione di lungo termine			4						4		4	
Altre variazioni					21				21		21	
		4			21				25		25	
Saldi al 30 giugno 2019	(23)	4.005	37.787	6.925	1.349	(633)		1.516	50.949	57	51.006	

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Note	Patrimonio netto di Eni								Interesse di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) netto del periodo	Totale		
(€ milioni)											
Saldi 31 dicembre 2017		4.005	35.966	4.818	1.889	(581)	(1.441)	3.374	48.030	49	48.079
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)			245						245		245
Saldi al 1° gennaio 2018		4.005	36.211	4.818	1.889	(581)	(1.441)	3.374	48.275	49	48.324
Utile del primo semestre 2018								2.198	2.198	7	2.205
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo											
Componenti riclassificabili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				1.194					1.194		1.194
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					211				211		211
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					(20)				(20)		(20)
				1.194	191				1.385		1.385
Utile (perdita) complessivo del periodo				1.194	191			2.198	3.583	7	3.590
Operazioni con gli azionisti											
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2017 di €0,40 per azione)							1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)
Attribuzione del dividendo di altre società										(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2017			493					(493)			
			493				1.441	(3.374)	(1.440)	(3)	(1.443)
Saldi al 30 giugno 2018		4.005	36.704	6.012	2.080	(581)		2.198	50.418	53	50.471
Utile del secondo semestre 2018								1.928	1.928	4	1.932
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo											
Componenti non riclassificabili a conto economico											
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale					(17)				(17)		(17)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI					15				15		15
					(2)				(2)		(2)
Componenti riclassificabili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				593					593		593
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(396)				(396)		(396)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					(4)				(4)		(4)
				593	(400)				193		193
Utile (perdita) complessivo del periodo				593	(402)			1.928	2.119	4	2.123
Operazioni con gli azionisti											
Acconto sul dividendo (€0,42 per azione)							(1.513)		(1.513)		(1.513)
							(1.513)		(1.513)		(1.513)
Altri movimenti di patrimonio netto											
Piano di incentivazione di lungo termine			5						5		5
Altre variazioni			(7)		(6)				(13)		(13)
			(2)		(6)				(8)		(8)
Saldi al 31 dicembre 2018	(23)	4.005	36.702	6.605	1.672	(581)	(1.513)	4.126	51.016	57	51.073

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2019	I semestre 2018
Utile (perdita) del periodo		1.520	2.205
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operative:			
Ammortamenti	(9) (10) (11)	3.826	3.606
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	(12)	311	102
Radiazioni	(9) (11)	178	21
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(13)	(52)	(401)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(26)	(418)
Dividendi	(29)	(89)	(79)
Interessi attivi		(72)	(100)
Interessi passivi		521	276
Imposte sul reddito	(30)	2.823	2.686
Altre variazioni		(14)	299
Variazioni del capitale di esercizio:			
- rimanenze		(102)	(181)
- crediti commerciali		131	(907)
- debiti commerciali		(873)	(255)
- fondi per rischi e oneri		(30)	(338)
- altre attività e passività		340	1.005
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(534)	(676)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		35	36
Dividendi incassati	(13)	1.155	100
Interessi incassati		32	25
Interessi pagati		(486)	(328)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.516)	(2.134)
Flusso di cassa netto da attività operativa		6.612	5.220
- di cui verso parti correlate	(33)	(2.832)	(1.798)
Investimenti:			
- attività materiali	(9)	(4.109)	(4.386)
- attività immateriali	(11)	(127)	(116)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(24)		(15)
- partecipazioni	(13)	(51)	(116)
- titoli		(8)	
- crediti finanziari		(87)	(200)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		(20)	320
Flusso di cassa degli investimenti		(4.402)	(4.513)
Disinvestimenti:			
- attività materiali		26	1.017
- attività immateriali			5
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(24)		178
- partecipazioni		12	61
- titoli		5	7
- crediti finanziari		56	132
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		95	434
Flusso di cassa dei disinvestimenti		194	1.834
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa ^(a)		(122)	(59)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(4.330)	(2.738)
- di cui verso parti correlate	(33)	(1.384)	(1.136)

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2019	I semestre 2018
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(17)	1.021	918
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(17)	(1.736)	(1.649)
Rimborso di passività per beni in leasing	(10)	(397)	
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(17)	52	(243)
		(1.060)	(974)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.475)	(1.440)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(3)
Rimborso di capitale ad azionisti terzi		(1)	
Acquisto di azioni proprie		(46)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(2.585)	(2.417)
- di cui verso parti correlate	(33)	(827)	(11)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)		(1)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		3	12
Flusso di cassa netto del periodo		(301)	77
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo ^(b)		10.855	7.363
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo		10.554	7.440

^(a) Dal 2019 Eni presenta in una voce dedicata del rendiconto finanziario l'investimento netto (investimenti meno disinvestimenti) in attività rappresentative degli impegni temporanei di eccedenze di liquidità e in crediti finanziari a breve termine, entrambi portati a deduzione delle passività finanziarie ai fini della determinazione della posizione finanziaria netta di Gruppo in base allo schema Consob. In precedenza i flussi relativi a tali asset erano rappresentati rispettivamente nei flussi di investimento/disinvestimento relativi a titoli e crediti finanziari. L'identificazione di una voce dedicata consente una più agevole riconciliazione tra il rendiconto finanziario statutory e quello riclassificato che spiega la variazione della posizione finanziaria netta nella Relazione sulla Gestione, poiché la differenza tra i due schemi di rendiconto è data dall'investimento netto in questi asset (considerato all'interno del flusso di cassa da attività di finanziamento in quello riclassificato). Per consentire un confronto omogeneo, il rendiconto finanziario dei comparative periods è stato coerentemente riclassificato.

^(b) Nel primo semestre 2019, le disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo comprendono €19 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato

1 Criteri di redazione

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019 (di seguito bilancio semestrale) è redatto secondo le disposizioni dello IAS 34 "Bilanci intermedi" (di seguito IAS 34).

Nel bilancio semestrale sono applicati i principi di consolidamento e criteri di valutazione illustrati in sede di redazione dell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, a cui si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore dal 1° gennaio 2019 indicati nella sezione "Principi contabili di recente emanazione" di detta relazione. In particolare, ai fini del bilancio semestrale rilevano essenzialmente le disposizioni dell'IFRS 16 "Leasing" (di seguito IFRS 16), sinteticamente riportate nel prosieguo.

Le disposizioni dell'IFRS 16 prevedono che alla commencement date del contratto di leasing (ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso) il locatario rilevi, nello stato patrimoniale, un'attività, rappresentativa del diritto d'uso del bene (di seguito anche "attività per diritto d'uso" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability").

In particolare, la passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi¹; (iii) stima del pagamento, da parte del locatario, a titolo di garanzia del valore residuo; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione.

Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso d'interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse facilmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della periodicità e della durata dei pagamenti previsti dal contratto di leasing, della valuta nella quale sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata al costo ammortizzato utilizzando il tasso di interesse effettivo ed è rideterminata, in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito di: (i) rinegoziazioni contrattuali; (ii) variazioni di indici o tassi (pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione del contratto).

Il right-of-use asset è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti dal locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate², delle eventuali perdite di valore e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

¹ Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

² Le quote di ammortamento sono rilevate, a quote costanti, a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing o se il valore dell'attività per diritto d'uso considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

Eni si avvale dell'esenzione pratica consentita per i leasing di breve durata e per quelli di modico valore, rilevando i pagamenti relativi a tali tipologie di leasing a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

Coerentemente con le disposizioni dello IAS 34, le note al bilancio sono presentate in forma sintetica; diversamente, gli schemi di bilancio sono presentati in forma completa, in linea con le disposizioni dello IAS 1 "Presentazione del bilancio". Le modifiche agli schemi di bilancio conseguenti all'applicazione dell'IFRS 16 sono illustrate nella nota n. 2 "Modifiche dei criteri contabili".

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base dell'imponibile fiscale alla data di chiusura del periodo. I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo e le aliquote stimate su base annua.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2019" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo.

Il bilancio semestrale al 30 giugno 2019, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 25 luglio 2019, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della PricewaterhouseCoopers SpA.

La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

2 Modifiche dei criteri contabili

A partire dal 1° gennaio 2019 Eni ha applicato l'IFRS 16, omologato con il Regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017, che sostituisce lo IAS 17 "Leasing" (di seguito IAS 17) e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 elimina la classificazione dei leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali locatari (lessee). Diversamente, ai fini della redazione del bilancio dei locatori (lessor), è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee che per i lessor.

Con riferimento agli schemi di bilancio del locatario, a partire dal 1° gennaio 2019:

- nello stato patrimoniale, sono rilevati il right-of-use asset e la lease liability e presentati in voci distinte rispetto alle altre componenti patrimoniali;
- nel conto economico, sono rilevati, tra i costi operativi, gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e nella sezione finanziaria, gli interessi passivi maturati sulla lease liability, se non oggetto di capitalizzazione, in luogo dei canoni di leasing operativi precedentemente rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni dello IAS 17. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi. Inoltre, il conto economico include: (i) i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata e di modico valore; e (ii) i canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato);
- nel rendiconto finanziario, i rimborsi della quota capitale della lease liability sono rilevati all'interno del flusso di cassa netto da attività di finanziamento, mentre gli interessi passivi sono rilevati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset. Conseguentemente, rispetto alle disposizioni dello IAS 17 con riferimento ai contratti di leasing operativo, l'applicazione dell'IFRS 16 comporta un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglie più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di

capitalizzazione, ma gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability non oggetto di capitalizzazione³; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglie più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability oggetto di capitalizzazione; e (c) un peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglie gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della lease liability.

L'applicazione delle nuove disposizioni ha interessato la maggior parte delle realtà del Gruppo; in termini di valori e/o di volumi, le principali fattispecie sono state rappresentate: (i) per il settore Exploration & Production, dai contratti di leasing dei mezzi di perforazione (drilling rig) e dei mezzi navali di produzione e stoccaggio (cd. Floating production storage and offloading - FPSO); (ii) per il settore Refining & Marketing e Chimica, dalle concessioni autostradali, dalle locazioni di terreni, dalle locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi nonché dal parco auto dedicato al business del car sharing (enjoy); (iii) per il settore Gas & Power, dalle locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e di strutture di logistica per la distribuzione gas, nonché dai contratti di tolling; (iv) per le strutture Corporate, dai contratti di affitto degli immobili.

Nel settore Exploration & Production, le attività sono spesso svolte attraverso joint operation non incorporate che prevedono l'identificazione di un partner dell'iniziativa mineraria che abbia la responsabilità di gestire le operation e di eseguire i programmi di lavoro approvati (cd. operatore). Generalmente l'operatore è l'unico firmatario dei contratti necessari allo svolgimento delle attività della joint operation non incorporata, ivi inclusi quelli di leasing. Pertanto, l'operatore gestisce il contratto di leasing, provvede ad effettuare i pagamenti dovuti al locatore, nonché i riaddebiti agli altri partner (cd. follower) sulla base della quota dei costi di loro spettanza. Al riguardo, rilevano le indicazioni fornite dall'IFRS Interpretation Committee (di seguito anche IFRIC) nel settembre 2018, e confermate nel marzo 2019, volte a richiedere, nei casi di joint operation non incorporate, la rilevazione del 100% della lease liability da parte dell'operatore che, avendo sottoscritto il contratto di leasing, è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore. In dette fattispecie, quando sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, Eni è considerata "primary responsible", è prevista la rilevazione: (i) nel passivo, del 100% della lease liability; e (ii) nell'attivo del 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con i follower. Quando il contratto è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, Eni rileva la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto. Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing. La quota di attività per diritto d'uso iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria sarà oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa.

La complessità delle fattispecie contrattuali, nonché la loro durata ultrannuale ha richiesto l'esercizio di un complesso giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale per la definizione delle assunzioni da adottare ai fini della determinazione degli impatti connessi con le nuove disposizioni del principio. In particolare, le principali assunzioni adottate hanno riguardato:

- per i contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria, la rilevazione del 100% della lease liability e del right-of-use asset in linea con le indicazioni fornite dall'IFRIC. Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (cd. operating company) coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use

³ Il flusso di cassa netto da attività operativa include inoltre: (i) gli esborsi per canoni di leasing di breve durata e di modico valore; e (ii) gli esborsi per canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability.

asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei mezzi assunti in leasing;

- la separazione delle non-lease component, anche sulla base di approfondimenti svolti con esperti esterni, con riferimento ai principali contratti afferenti le attività upstream (drilling rig) caratterizzati da un canone unico, inclusivo sia della componente relativa al leasing che della componente servizio;
- la valutazione dei periodi coperti da opzioni di estensione o di risoluzione ai fini della determinazione della durata del contratto di leasing;
- l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno⁴, nella determinazione della lease liability e del right-of-use asset;
- il tasso di attualizzazione utilizzato per la determinazione della lease liability, rappresentato dal tasso di finanziamento incrementale del locatario. Tale tasso è stato definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della valuta nella quale sono denominati nonché delle caratteristiche dell'ambiente economico in cui operano i lessee (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni). In particolare, la media ponderata del tasso di attualizzazione applicato alle lease liability rilevate nello stato patrimoniale al 1° gennaio 2019 è pari al 6,8%.

L'IFRS 16 è stato applicato dal 1° gennaio 2019, avvalendosi della possibilità, consentita dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement dei periodi precedenti posti a confronto (in applicazione del cd. modified retrospective approach). In particolare, l'adozione dell'IFRS 16 ha comportato la rilevazione di right-of-use asset per €5,6 miliardi e di lease liability per €5,7 miliardi; quest'ultima include anche i debiti per lease fee outstanding al 1° gennaio 2019, classificati come commerciali ante IFRS 16. Tale valore include la componente di lease liability corrispondente al working interest dei follower per un importo di €2,0 miliardi, determinandosi in €3,7 miliardi quella corrispondente al working interest di Eni.

Al riguardo, in sede di prima applicazione, Eni si è avvalsa dei seguenti espedienti pratici e/o opzioni previsti dal principio contabile:

- possibilità di non riesaminare ogni contratto già esistente al 1° gennaio 2019, applicando l'IFRS 16 ai contratti precedentemente identificati come leasing (ex IAS 17 e IFRIC 4) e non applicando l'IFRS 16 ai contratti che non erano classificati come leasing;
- possibilità, con riferimento ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi, di rilevare l'attività per diritto d'uso ad un importo corrispondente alla lease liability, rettificato, ove necessario, per tener conto di eventuali importi prepagati già rilevati nello stato patrimoniale;
- possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto d'uso al 1° gennaio 2019 avuto riguardo all'eventuale esistenza, al 31 dicembre 2018, di fondi per contratti onerosi;
- possibilità di non considerare i costi diretti iniziali nella determinazione del valore d'iscrizione delle attività per diritto d'uso al 1° gennaio 2019.

Inoltre, in sede di transizione, Eni non si è avvalsa della facoltà di assimilare i leasing che presentavano una durata residua al 1° gennaio 2019 inferiore a 12 mesi ai leasing di breve durata.

⁴ Ai sensi delle disposizioni dell'IFRS 16, i pagamenti variabili basati sull'utilizzo del bene o sul fatturato sono imputati a conto economico e, pertanto, non partecipano alla determinazione della lease liability e del right-of-use asset.

Gli effetti quantitativi e le riclassifiche derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2019⁵, dell'IFRS 16 sono di seguito riportati:

(€ milioni)	Dati al 31.12.2018	Applicazione IFRS 16	Riclassifiche IFRS 16	Totale effetti prima applicazione	Dati riesposti 01.01.2019
Voci di bilancio					
Attività correnti	39.450		(12)	(12)	39.438
- di cui: Crediti commerciali e altri crediti	14.101		(12)	(12)	14.089
Attività non correnti	78.628	5.656	(13)	5.643	84.271
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	60.302		(46)	(46)	60.256
- di cui: Diritto di utilizzo beni in leasing		5.656	33	5.689	5.689
Attività destinate alla vendita	295		13	13	308
Passività correnti	28.382	665	(15)	650	29.032
- di cui: Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.601		(16)	(16)	3.585
- di cui: Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		665	129	794	794
- di cui: Debiti commerciali e altri debiti	16.747		(128)	(128)	16.619
Passività non correnti	38.859	4.991	(10)	4.981	43.840
- di cui: Passività finanziarie a lungo termine	20.082		(36)	(36)	20.046
- di cui: Passività per beni in leasing a lungo termine		4.991	26	5.017	5.017
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	59		13	13	72

Di seguito è fornita la riconciliazione tra l'ammontare dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018, attualizzati al tasso di finanziamento incrementale del locatario applicato in sede di prima applicazione dell'IFRS 16, e il saldo di apertura della lease liability al 1° gennaio 2019:

(€ miliardi)	
Pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018	4,0
- Rilevazione delle quote di leasing riferibili ai follower	2,0
- Effetto attualizzazione	(1,5)
- Estensione contratti	1,2
- Altre variazioni	0,1
Lease liability al 1° gennaio 2019	5,8

⁵ A partire dal 1° gennaio 2019 sono entrate in vigore anche le modifiche allo IAS 28 "Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture" e l'IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito"; tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi.

3

Stime contabili e giudizi significativi

Con riferimento alle stime contabili e ai giudizi significativi operati dalla Direzione Aziendale si fa rinvio a quanto indicato nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, ad eccezione di quelli relativi alla determinazione della durata di contratti di leasing contenenti opzioni di estensione/risoluzione, nonché alla determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare per la valutazione della lease liability.

In particolare, la determinazione della ragionevole certezza di esercitare o meno un'opzione di estensione e/o di risoluzione prevista da un contratto di leasing è frutto di un processo che comporta giudizi complessi da parte della Direzione Aziendale. Al riguardo, la ragionevole certezza di esercitare tali opzioni è verificata alla commencement date, considerando tutti i fatti e le circostanze che generano un incentivo economico ad esercitarle, nonché quando si verificano eventi o modifiche significativi nelle circostanze che sono sotto il controllo del locatario e che influenzano la valutazione precedentemente effettuata.

Inoltre, la determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale della passività per leasing sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi da parte della Direzione Aziendale.

4

Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si fa rinvio a quanto indicato nella nota n. 2 – Modifiche dei criteri contabili e nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili di recente emanazione e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

5 Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	30.06.2019	31.12.2018
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.472	1.083
Altri titoli	5.198	5.469
	6.670	6.552

L'analisi per emittente e relativa classe di merito creditizio dei titoli non presenta significative variazioni rispetto a quanto riportato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2018.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.080 milioni e di livello 2 per €590 milioni. Nel corso del primo semestre 2019 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

6 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	30.06.2019	31.12.2018
Crediti commerciali	9.416	9.520
Crediti per attività di disinvestimento	30	122
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	2.979	3.024
Crediti verso altri	1.632	1.435
	14.057	14.101

Nel corso del primo semestre 2019 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti con scadenza successiva al 30 giugno 2019 di €1.650 milioni (€1.769 milioni nell'esercizio 2018 con scadenza 2019). Le cessioni hanno riguardato crediti essenzialmente commerciali relativi al settore Gas & Power per €1.201 milioni e al settore Refining & Marketing & Chimica per €449 milioni.

I crediti per attività di disinvestimento sono diminuiti di €92 milioni per effetto dell'incasso dell'ultima rata di €122 milioni relativa alla cessione dell'interest del 10% dell'asset Zohr in Egitto a BP avvenuta nel 2017.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €993 milioni (€977 milioni al 31 dicembre 2018) relativi al recupero della quota dei costi d'investimento di competenza dei partner di unincorporated joint venture in progetti petroliferi a guida Eni nei confronti: (i) della società di Stato NNPC per €668 milioni (€681 milioni al 31 dicembre 2018) in prevalenza scaduti, che evidenziano un trend di progressivo rientro dell'esposizione per effetto dell'attuazione del "Repayment Agreement" concordato tra le parti, con incassi nel semestre di €92 milioni, che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di azzeramento dello scaduto in tre-cinque anni allo scenario Brent di Eni. Il credito residuo a fine periodo è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione; (ii) di una società petrolifera locale per l'ammontare di circa €290 milioni in prevalenza scaduti. In relazione a tali crediti è stato stanziato un fondo stimato in base alla loss given default "LGD" definita da Eni per le international oil companies. Sono in corso iniziative per la definizione di un piano di rientro.

I crediti verso altri comprendono per €291 milioni (€300 milioni al 31 dicembre 2018) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci nel 2016 e nel 2018. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione stimato sulla base delle percentuali medie di recupero ottenute dai creditori nell'ambito dei default sovrani, adeguato per riflettere la valenza strategica del settore energetico per l'economia. Ai fini della valutazione di recuperabilità, i rischi legati alla difficile situazione finanziaria del Paese e del relativo contesto operativo sono stati stimati assumendo la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati e dello scaduto applicando la metodologia predetta. Nel semestre le percentuali di incasso del fatturato gas dalla joint venture sono risultate in linea con le assunzioni di stima; pertanto la valutazione di recuperabilità di tali crediti e di stima della relativa expected loss fatte in occasione del bilancio 2018, sulla cui base è stimato anche il valore recuperabile del net investment

nell'iniziativa (partecipazione e crediti finanziari a lungo termine), sono state confermate in occasione della semestrale 2019.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €3.301 milioni (€3.150 milioni al 31 dicembre 2018).

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2019	I semestre 2018
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti al fondo svalutazione	(292)	(271)
Perdite su crediti	(7)	(1)
Reversal	53	40
	(246)	(232)

Gli accantonamenti sono riferiti ai settori: (i) Gas & Power per €148 milioni e riguardano principalmente i crediti verso la clientela retail; (ii) Exploration & Production per €131 milioni e riguardano principalmente crediti per il recupero dei costi d'investimento nei confronti dei partner di unincorporated joint venture.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 – Rapporti con parti correlate.

7 Rimanenze

(€ milioni)	Rimanenze
Valore lordo al 31.12.2018	5.229
Fondo svalutazione al 31.12.2018	578
Valore netto al 31.12.2018	4.651
Variazioni del periodo	(108)
Differenze di cambio da conversione	12
Altre variazioni	14
Valore netto al 30.06.2019	4.569
Valore lordo al 30.06.2019	4.902
Fondo svalutazione al 30.06.2019	333

Le rimanenze comprendono certificati e diritti di emissione per €29 milioni (€37 milioni al 31 dicembre 2018) valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

8 Altre attività

(€ milioni)	30.06.2019		31.12.2018	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	2.266	79	1.594	68
Altre attività	763	789	664	724
	3.029	868	2.258	792

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 21 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività comprendono attività non correnti per imposte per €435 milioni (€422 milioni al 31 dicembre 2018) e crediti non correnti per attività di disinvestimento per €9 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 – Rapporti con parti correlate.

9 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Immobili, impianti e macchinari
Valore lordo al 31.12.2018	183.284
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2018	122.982
Valore netto al 31.12.2018	60.302
Investimenti	4.109
Capitalizzazione ammortamenti	101
Ammortamenti	(3.298)
Svalutazioni nette	(311)
Radiazioni	(158)
Differenze di cambio da conversione	352
Altre variazioni	333
Valore netto al 30.06.2019	61.430
Valore lordo al 30.06.2019	188.530
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2019	127.100

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €3.621 milioni (€4.019 milioni nel primo semestre 2018) e comprendono i bonus per l'acquisizione di un investimento minerario proved e unproved in un campo di produzione già partecipato negli Stati Uniti per €236 milioni e per l'ingresso in permessi in fase di sviluppo in Algeria per €134 milioni.

Le informazioni relative alle svalutazioni nette sono indicate alla nota n. 12 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite essenzialmente ad imprese con moneta funzionale dollaro USA.

Le altre variazioni comprendono la rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project del settore Exploration & Production positiva di €384 milioni per effetto principalmente del decremento delle curve dei tassi di attualizzazione.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono pozzi, impianti e macchinari, attività esplorativa e di appraisal nonché immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production come segue:

(€ milioni)	Pozzi, impianti e macchinari	Attività esplorativa e di appraisal	Immobilizzazioni in corso	Totale
Valori al 31.12.2018	42.856	1.267	9.195	53.318
Investimenti	139	276	3.093	3.508
Capitalizzazione ammortamenti		11	90	101
Ammortamenti	(3.009)			(3.009)
Svalutazioni nette	(22)			(22)
Radiazioni	(1)	(156)		(157)
Differenze di cambio da conversione	278	8	58	344
Trasferimenti	2.503	(20)	(2.483)	
Altre variazioni	450	14	6	470
Valori al 30.06.2019	43.194	1.400	9.959	54.553

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato l'avanzamento dell'attività di sviluppo delle riserve principalmente in Egitto, Libia, Ghana e Angola.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso del semestre sono state rilevate radiazioni per €156 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nel semestre sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Australia, Pakistan, Cina e Regno Unito.

Gli unproved mineral interest accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Totale
Valori al 31.12.2018	769	921	77	103	77	29	502	2.478
Investimenti				98	134	1		233
Riclassifica a Proved Mineral Interest				(14)		(1)		(15)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	6	7		1	(1)		4	17
Valori al 30.06.2019	775	928	77	188	210	29	506	2.713

Gli unproved mineral interest comprendono €863 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a Shell che contestualmente acquistò il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.169 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 il cui oggetto fu l'acquisizione della licenza da parte di Eni e Shell, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come dettagliatamente descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 25 – Garanzie, impegni e rischi. L'impairment test dell'asset ha confermato la tenuta del valore di libro anche considerando il time value intercorso dalla data di acquisizione.

10 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

(€ milioni)	Diritto di utilizzo beni in leasing	Passività per beni in leasing
Prima applicazione IFRS 16	5.656	5.656
Riclassifiche	46	168
Riclassifica ad attività destinate alla vendita	(13)	(13)
Valore netto al 01.01.2019	5.689	5.811
Incrementi	250	250
Decrementi		(397)
Ammortamenti	(495)	
Differenze di cambio da conversione	31	31
Altre variazioni	13	27
Valore netto al 30.06.2019	5.488	5.722
Valore lordo al 30.06.2019	5.976	
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2019	488	

Maggiori informazioni sull'applicazione degli IFRS 16 sono riportate alla nota n. 2 – Modifiche dei criteri contabili.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito per €3.968 milioni al settore Exploration & Production e riguarda principalmente i leasing operativi di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo di progetti offshore in Ghana per il giacimento Sankofa e in Angola nel Blocco 15/06 West e East hub (€3.243 milioni), nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component. Negli altri settori il RoU è riferito principalmente all'affitto di immobili, terreni, stazioni di servizio, depositi, time charter e altri asset minori. Le informazioni relative alla recuperabilità del valore d'iscrizione del RoU sono riportate alla nota n. 12 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali.

La quota a breve termine delle passività per beni in leasing ammonta a €870 milioni.

11

Attività immateriali

(€ milioni)	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Totale
Valore lordo al 31.12.2018	7.408		
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2018	5.522		
Valore netto al 31.12.2018	1.886	1.284	3.170
Investimenti	127		127
Ammortamenti	(134)		(134)
Radiazioni	(20)		(20)
Differenze di cambio da conversione	7	1	8
Altre variazioni	3		3
Valore netto al 30.06.2019	1.869	1.285	3.154
Valore lordo al 30.06.2019	7.523		
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2019	5.654		

Gli investimenti di €127 milioni (€116 milioni nel primo semestre 2018) comprendono la capitalizzazione di costi per l'acquisizione della clientela del settore Gas & Power per €56 milioni (€52 milioni nel primo semestre 2018) e bonus di firma del settore Exploration & Production per €37 milioni (€39 milioni nel primo semestre 2018) per l'ingresso in permessi in Mozambico ed Emirati Arabi Uniti.

Le radiazioni si riferiscono al rilascio di un permesso esplorativo in Indonesia.

Il saldo finale delle attività a vita utile definita comprende diritti e potenziale esplorativo che si analizzano per tipologia di attività come segue:

(€ milioni)	30.06.2019	31.12.2018
Diritti esplorativi proved	347	357
Diritti esplorativi unproved	688	684
Altri diritti esplorativi	37	40
	1.072	1.081

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.423 milioni.

Nel semestre non sono stati rilevati impairment indicator in relazione ai goodwill iscritti in bilancio.

12

Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali

I criteri adottati nell'individuazione delle Cash Generating Unit (CGU) e nell'esecuzione della verifica di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle attività fisse sono analoghi rispetto alla Relazione Finanziaria Annuale 2018 alla quale si rinvia (nota n. 13 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali).

Le previsioni del management sull'andamento a medio/lungo termine dei prezzi/margini delle commodity energetiche confermano, con limitate eccezioni, le assunzioni utilizzate nelle valutazioni di recuperabilità degli attivi fissi dell'Eni in sede di bilancio 2018. Pertanto, il quadro degli impairment indicator alla data contabile del 30 giugno 2019 si presenta in generale invariato.

Nel primo semestre 2019 il prezzo del petrolio per il riferimento Brent ha registrato un valore di 66 \$/barile, leggermente superiore alla proiezione del management, in un contesto di volatilità dovuto alle incertezze dei fondamentali. Il semestre ha visto una fase rialzista fino ad aprile con prezzi che hanno raggiunto i 75 dollari, seguita da una flessione fino a circa 62 dollari a causa dei timori di rallentamento della crescita macroeconomica e della disputa commerciale USA-Cina con il ritorno sui mercati di una situazione di oversupply. I prezzi hanno trovato un floor alla fine del mese di giugno grazie ad alcuni fattori di supporto, in particolare l'estensione dei tagli produttivi dell'OPEC+ per ulteriori nove mesi concordata a inizio luglio e i fattori geopolitici con la riduzione delle produzioni in Venezuela e Iran dovute alle sanzioni USA e l'escalation delle tensioni in Libia e nel Golfo.

Guardando al lungo termine, sulla base dell'analisi dei fondamentali del mercato e considerate le previsioni fatte da analisti finanziari e istituti specializzati, il management ha ritenuto di confermare l'assunzione di

prezzo long-term a 70 \$/barile per il riferimento Brent (in moneta reale 2022; inflazione di lungo termine 2%), in linea con quella utilizzata nella valutazione della recuperabilità dei valori d'iscrizione delle proprietà oil&gas del bilancio 2018.

Confermate le previsioni dei prezzi del gas nelle diverse geografie di presenza di attività upstream, nonché gli spread del gas in Europa (spot Italia vs. spot hub continentali), indicatore di redditività del business wholesale gas. Invariati anche gli spread del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica rispetto al fuel gas più oneri per la CO2 sulla cui base sono valutate le centrali power dell'Eni.

Il settore petrolchimica sta attraversando una fase di debolezza a causa del rallentamento dei consumi di plastiche e nel settore automotive. Tuttavia, i margini del cracker e delle principali commodity (polietilene, elastomeri e stirolo) danno segnali di "bottoming-out"; le previsioni dei margini a medio termine sono state confermate sui valori del bilancio ai fini della valutazione di recuperabilità della CGU chimica dell'Eni.

Il costo medio ponderato post-tax del capitale Eni ("WACC"), da cui sono ottenuti con l'aggiunta del premio rischio Paese i tassi di sconto dei flussi di cassa futuri per la stima del VIU delle CGU dei diversi business, "rimisurato" al 30 giugno 2019 conferma il valore di 7,3% utilizzato nel bilancio 2018. Le principali variazioni dei parametri base del WACC Eni con effetti nel complesso compensativi sono state: in positivo, la riduzione del tasso privo di rischio rappresentato dai titoli di stato Italia e l'aumento della leva finanziaria per effetto della rilevazione iniziale delle passività finanziarie per leasing (con la riduzione dell'incidenza del costo dell'equity), in negativo l'aumento del beta Eni (a causa dell'effetto leva) e del costo del debito che sconta i maggiori tassi sulle passività per leasing.

Ulteriore verifica di recuperabilità è stata fatta con riferimento alle CGU che hanno visto un incremento del valore di libro per effetto della rilevazione iniziale del diritto di utilizzo di beni in leasing, in particolare le CGU Exploration & Production di sviluppo di riserve d'idrocarburi mediante FPSO noleggiate a lungo termine, confrontando il WACC risk-adjusted con il tasso finanziario di attualizzazione dei canoni di leasing sulla cui base è stato stimato il RoU iscritto all'attivo. Tali tassi finanziari corretti per la specificità del contesto locale sono risultati in linea con i WACC risk-adjusted per il premio paese, escludendo pertanto la presenza di impairment indicator.

Infine, alla data del 30 giugno 2019, la capitalizzazione di borsa dell'Eni pari a €52,5 miliardi era superiore al valore di libro dei net assets consolidati del 3%.

Nel settore Refining & Marketing, invece, l'andamento negativo dello scenario di raffinazione, in particolare per le lavorazioni complesse, costituisce un impairment indicator sulla cui base il management ha eseguito il test di recuperabilità del valore di libro delle raffinerie. In particolare, gli impianti Eni dotati di elevata capacità di conversione sono esposti al rischio di contrazione del differenziale dei greggi pesanti verso il Brent che riduce il premio "complexity", cioè il vantaggio dovuto alla capacità di resa in prodotti pregiati dai greggi "heavy/sour" (cioè a elevato contenuto di zolfo/elevata resa d'olio combustibile) che quotano tipicamente a sconto rispetto al Brent. I fondamentali a sostegno di tale sconto si sono indeboliti nel corso del primo semestre 2019 a causa della carenza d'offerta "heavy" dovuta ai tagli produttivi dell'OPEC, alle sanzioni Usa nei confronti dell'Iran e alla flessione della produzione venezuelana. Il management prevede che tale trend possa rappresentare un fattore di rischio per i risultati del business raffinazione nel secondo semestre 2019 e a medio termine. Su questa base è stata rilevata una svalutazione di €244 milioni del valore di libro delle raffinerie, determinata al WACC post-tax del 6,4% che si ridetermina in 8,0% pre-tax.

Altre svalutazioni minori pari a €67 milioni hanno riguardato un asset petrolifero per allineamento al fair value di vendita e investimenti di mantenimento di CGU del settore Refining & Marketing svalutate integralmente in precedenti esercizi delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

13 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
Valore al 31.12.2018	7.044
Acquisizioni e sottoscrizioni	42
Valutazione al patrimonio netto	71
Decremento per dividendi	(1.074)
Differenze di cambio da conversione	91
Altre variazioni	6
Valore al 30.06.2019	6.180

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €20 milioni l'aumento di capitale della Lotte Versalis Elastomers Co Ltd.

La valutazione al patrimonio netto comprende: (i) plusvalenze per €132 milioni relative a Vår Energi AS per €65 milioni, ad Angola LNG Ltd per €32 milioni ed a Saipem SpA per €4 milioni; (ii) minusvalenze per €61 milioni relative a Cardón IV SA per €26 milioni e a Lotte Versalis Elastomers Co Ltd per €19 milioni.

Al 30 giugno 2019 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA, unica società quotata in borsa, sono i seguenti:

	Saipem SpA
Numero di azioni	308.767.968
% di partecipazione	30,99
Prezzo delle azioni (€)	4,375
Valore di mercato (€ milioni)	1.351
Valore di libro (€ milioni)	1.237

Al 30 giugno 2019 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem per la quota Eni è superiore del 9,2% rispetto al valore di libro della partecipazione. Nonostante l'assenza di impairment indicator, in considerazione della volatilità del titolo e delle incertezze sulla ripresa del ciclo degli investimenti da parte delle oil companies, il management ha eseguito la verifica di recuperabilità del valore dell'investimento sulla base di un modello interno di stima del value-in-use della partecipazione che ha confermato il valore d'iscrizione.

Il valore di libro delle partecipazioni al 30 giugno 2019 include Vår Energi SA per €2.593 milioni, costituita a fine 2018 per effetto della fusione tra la ex-subsiary Eni Norge AS e Point Resources per la massimizzazione delle sinergie nello sviluppo delle riserve d'idrocarburi in Norvegia attraverso la combinazione di asset e know-how. Il decremento rispetto al saldo iniziale di €905 milioni è dovuto alla distribuzione di dividendi dell'ammontare di €1.047 milioni classificati nei flussi di cassa da attività operativa in considerazione dell'integrazione industriale di Eni Norge AS nell'ambito della strategia di crescita upstream dell'Eni. Tale decremento è stato parzialmente assorbito dalla quota di competenza Eni del risultato di periodo.

Altre partecipazioni

(€ milioni)	Altre partecipazioni
Valore al 31.12.2018	919
Acquisizioni e sottoscrizioni	9
Cessioni e rimborsi	(5)
Differenze di cambio da conversione	5
Valore al 30.06.2019	928

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.

I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 29 – Proventi (oneri) su partecipazioni.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 30 giugno 2019 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2019" che costituisce parte integrante delle presenti note.

14 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	30.06.2019		31.12.2018	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	78	1.250	61	1.189
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	43		51	
	121	1.250	112	1.189
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	207		188	
	328	1.250	300	1.189
Titoli strumentali all'attività operativa		67		64
	328	1.317	300	1.253

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

(€ milioni)	Fondo svalutazione crediti finanziari
Valore al 31.12.2018	430
Accantonamenti	6
Utilizzi	(14)
Differenze di cambio da conversione	3
Altre variazioni	26
Valore al 30.06.2019	451

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.138 milioni) e Gas & Power (€105 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate e sono valutati in base al modello di expected credit loss. L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela operatore del giacimento a gas Perla, nei confronti della quale è outstanding un credito finanziario di €726 milioni (€705 milioni al 31 dicembre 2018). Non si evidenziano sviluppi rispetto alla valutazione di

recuperabilità fatta nel bilancio 2018 che incorporava l'apprezzamento del rischio connesso all'outlook finanziario del Venezuela.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.250 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano principalmente depositi presso banche come impiego di surplus di liquidità e depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati.

Il fair value dei titoli ammonta a €68 milioni ed è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 – Rapporti con parti correlate.

15 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	30.06.2019	31.12.2018
Debiti commerciali	10.679	11.645
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	191	207
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.534	2.530
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.205	1.151
Debiti verso altri	697	1.214
	15.306	16.747

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 33 – Rapporti con parti correlate.

16 Altre passività

(€ milioni)	30.06.2019		31.12.2018	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	2.505	59	1.445	40
Passività da contratti con la clientela	1.360	486	1.108	518
Altre passività	1.404	993	1.427	944
	5.269	1.538	3.980	1.502

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 21 - Strumenti finanziari derivati.

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas ricevuti dalle società di Stato dell'Egitto per €966 milioni (€716 milioni al 31 dicembre 2018) in relazione alle operazioni dei Concession Agreements nel Paese, tra i quali in particolare il progetto Zohr; (ii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica relativi alla quota a breve termine per €65 milioni (€66 milioni al 31 dicembre 2018) e alla quota a lungo termine per €486 milioni (€518 milioni al 31 dicembre 2018).

Le altre passività correnti comprendono le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €940 milioni (€1.004 milioni al 31 dicembre 2018).

Le altre passività non correnti comprendono passività per imposte per €73 milioni (€61 milioni al 31 dicembre 2018).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

17 Passività finanziarie

	30.06.2019				31.12.2018			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
(€ milioni)								
Banche	193	250	2.685	3.128	383	768	2.710	3.861
Obbligazioni ordinarie		3.810	15.838	19.648		2.781	16.923	19.704
Obbligazioni convertibili			391	391			390	390
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.715			1.715	915			915
Altri finanziatori	366	10	42	418	884	52	59	995
	2.274	4.070	18.956	25.300	2.182	3.601	20.082	25.865

Le passività finanziarie diminuiscono di €565 milioni per effetto, essenzialmente, del saldo netto dei rimborsi per €663 milioni e, in aumento, delle differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €120 milioni.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari calcolati su dati del bilancio consolidato di Eni, la cui inosservanza consente alla banca di chiedere il rimborso anticipato. Al 30 giugno 2019 e al 31 dicembre 2018 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.338 milioni e a €1.337 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €15.949 milioni e altri prestiti obbligazionari per €3.699 milioni.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
					da	a	da	a
(€ milioni)								
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.500	48	1.548	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.200	38	1.238	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	40	1.040	EUR		2020		4,000
Eni SpA	1.000	26	1.026	EUR		2023		3,250
Eni SpA	1.000	17	1.017	EUR		2020		4,250
Eni SpA	1.000	9	1.009	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.000	1	1.001	EUR		2026		1,500
Eni SpA	900	(1)	899	EUR		2024		0,625
Eni SpA	800	12	812	EUR		2021		2,625
Eni SpA	800	(8)	792	EUR		2028		1,625
Eni SpA	750	2	752	EUR		2024		1,750
Eni SpA	750	(1)	749	EUR		2027		1,500
Eni SpA	700	(1)	699	EUR		2022		0,750
Eni SpA	650	(1)	649	EUR		2025		1,000
Eni SpA	600	(1)	599	EUR		2028		1,125
Eni Finance International SA	1.539	(3)	1.536	USD	2026	2027		variabile
Eni Finance International SA	295	2	297	EUR	2028	2043	3,875	5,441
Eni Finance International SA	171	1	172	YEN	2019	2037	1,955	2,810
Eni Finance International SA	112	2	114	GBP		2021		4,750
	15.767	182	15.949					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	879	3	882	USD		2023		4,000
Eni SpA	879	2	881	USD		2028		4,750
Eni SpA	879	(1)	878	USD		2029		4,250
Eni SpA	396	3	399	USD		2020		4,150
Eni SpA	308		308	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	352	(1)	351	USD		2027		7,300
	3.693	6	3.699					
	19.460	188	19.648					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €4.029 milioni. Nel corso del primo semestre 2019 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €878 milioni.

Le informazioni relative al prestito obbligazionario convertibile emesso da Eni SpA sono le seguenti:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
(€ milioni)						
Eni SpA	400	(9)	391	EUR	2022	0,000

Il prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al

costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium-Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 30 giugno 2019 il programma risulta utilizzato per €15,8 miliardi.

Al 30 giugno 2019 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €12.650 milioni (€12.484 milioni al 31 dicembre 2018) e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.216 milioni (€5.214 milioni al 31 dicembre 2018).

Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 30 giugno 2019 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, si analizza come segue:

(€ milioni)	30.06.2019	31.12.2018
Obbligazioni ordinarie	21.135	20.257
Obbligazioni convertibili	429	399
Banche	2.969	3.445
Altri finanziatori	52	111
	24.585	24.212

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Le variazioni dei debiti finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Totale
Valore al 31.12.2018	23.683	2.182	25.865
Assunzioni e rimborsi	(715)	52	(663)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	102	18	120
Altre variazioni non monetarie	(44)	22	(22)
Valore al 30.06.2019	23.026	2.274	25.300

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 33 – Rapporti con parti correlate.

18

Analisi dell'indebitamento finanziario netto

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

(€ milioni)	30.06.2019			31.12.2018		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	10.554		10.554	10.836		10.836
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.670		6.670	6.552		6.552
C. Liquidità (A+B)	17.224		17.224	17.388		17.388
D. Crediti finanziari	207		207	188		188
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	193		193	383		383
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	250	2.685	2.935	768	2.710	3.478
G. Prestiti obbligazionari	3.810	16.229	20.039	2.781	17.313	20.094
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	49		49	661		661
I. Altre passività finanziarie a breve termine	2.032		2.032	1.138		1.138
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	10	42	52	52	59	111
M. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+I+L)	6.344	18.956	25.300	5.783	20.082	25.865
N. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (M-C-D)	(11.087)	18.956	7.869	(11.793)	20.082	8.289
O. Passività per beni in leasing	870	4.852	5.722			
P. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (M+O)	7.214	23.808	31.022	5.783	20.082	25.865
Q. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (P-C-D)	(10.217)	23.808	13.591	(11.793)	20.082	8.289

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono circa €200 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi.

Le passività per beni in leasing è riferibile per €1.998 milioni alla quota di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Le attività finanziarie destinate al trading sono commentate alla nota n. 5 – Attività finanziarie destinate al trading.

I crediti finanziari sono commentati alla nota n. 14 – Altre attività finanziarie.

Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 17 – Passività finanziarie.

19

Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondi per rischi e oneri
Valore al 31.12.2018	11.886
Accantonamenti	339
Rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project	384
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	147
Utilizzi a fronte oneri	(422)
Utilizzi per esuberanza	(72)
Differenze cambio da conversione	32
Altre variazioni	50
Valore al 30.06.2019	12.344

Gli accantonamenti del semestre di €339 milioni riguardano principalmente oneri ambientali e oneri per dispute contrattuali.

La rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project del settore Exploration & Production aumenta di €384 milioni principalmente per effetto della diminuzione della curva dei tassi di attualizzazione.

Gli utilizzi a fronte oneri hanno riguardato l'avanzamento dei progetti di bonifica ambientale, di abbandono e ripristino siti e il risarcimento di claim assicurativi.

20 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	30.06.2019	31.12.2018
Passività per imposte differite lorde	9.600	7.956
Attività per imposte anticipate compensabili	(5.221)	(3.684)
Passività per imposte differite	4.379	4.272
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	9.156	7.615
Passività per imposte differite compensabili	(5.221)	(3.684)
Attività per imposte anticipate	3.935	3.931

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31.12.2018	7.956	(13.356)	5.741	(7.615)
Variazioni di periodo	192	4	53	57
Differenze di cambio da conversione	61	(59)	12	(47)
Altre variazioni	1.391	(1.551)		(1.551)
Valore al 30.06.2019	9.600	(14.962)	5.806	(9.156)

Le altre variazioni delle passività per imposte differite lorde e delle attività per imposte anticipate lorde comprendono gli effetti fiscali differiti di €1.470 milioni rilevati a seguito della prima applicazione dell'IFRS 16 – Leasing che ha determinato l'iscrizione di right-of-use asset per €5.656 milioni e lease liability per pari ammontare.

Le imposte sono indicate alla nota n. 30 – Imposte sul reddito.

21 Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	30.06.2019			31.12.2018		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	19	35	2	99	46	2
- Interest currency swap	34		2	14	71	2
- Outright	7	9	2	3	5	2
	60	44		116	122	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	14	35	2	18	6	2
	14	35		18	6	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	399	390	1	1.060	1.107	1
- Over the counter	92	101	2	306	284	2
- Altro	6		2	1	5	2
	497	491		1.367	1.396	
	571	570		1.501	1.524	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	2.068	1.765	2	992	1.031	2
- Future	435	413	1	367	263	1
- Opzioni	100	94	2	80	71	2
	2.603	2.272		1.439	1.365	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	45	669	2	311	196	2
- Future	74	27	1	26	15	1
	119	696		337	211	
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	28	2	2			
	28	2				
	147	698		337	211	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	18	18	2	21	21	2
Totale contratti derivati lordi	3.339	3.558		3.298	3.121	
Compensazione	(994)	(994)		(1.636)	(1.636)	
Totale contratti derivati netti	2.345	2.564		1.662	1.485	
Di cui:						
- correnti	2.266	2.505		1.594	1.445	
- non correnti	79	59		68	40	

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Nel corso del primo semestre 2019 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Effetti rilevati tra gli Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2019	I semestre 2018
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		1
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	30	88
	30	89

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2019	I semestre 2018
Strumenti finanziari derivati su valute	(3)	(304)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(18)	31
	(21)	(273)

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

22 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €272 milioni e €62 milioni, riguardano: (i) la società Agip Oil Ecuador BV, titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano per la quale è stato firmato un accordo vincolante di cessione. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €252 milioni (di cui attività correnti €65 milioni) e a €62 milioni (di cui passività correnti €21 milioni); (ii) la cessione di attività materiali per un valore di iscrizione complessivo di €20 milioni.

Nel corso del primo semestre 2019 è stata effettuata la cessione di una partecipazione minoritaria.

23 Patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	30.06.2019	31.12.2018
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	37.787	36.702
Riserva per differenze cambio da conversione	6.925	6.605
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	633	581
Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(389)	(9)
Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(130)	(130)
Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	71	66
Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	15	15
Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(633)	(581)
Acconto sul dividendo		(1.513)
Utile (perdita) netto	1.516	4.126
	50.949	51.016

Il 14 maggio 2019, l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,41 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 di €0,42 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 22 maggio 2019, con data di stacco il 20 maggio 2019 e "record date" il 21 maggio 2019. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2018 ammonta perciò a €0,83; (ii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione - ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del codice civile - a procedere, entro 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto massimo di n. 67.000.000 azioni ordinarie della Società, rappresentative dell'1,84% circa del capitale, per un esborso complessivo fino a €1.200 milioni; in esecuzione di detta delibera al 30 giugno 2019 sono state acquistate 3,7 milioni di azioni al costo di €52,4 milioni.

24 Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	I semestre 2018
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti	
Attività correnti	2
Attività non correnti	24
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(1)
Passività correnti e non correnti	(1)
Effetto netto degli investimenti	24
Provento da bargain purchase	(8)
Totale prezzo di acquisto	16
a dedurre:	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	<i>(1)</i>
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	15
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti	
Attività correnti	52
Attività non correnti	198
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	18
Passività correnti e non correnti	(71)
Effetto netto dei disinvestimenti	197
Minusvalenza per disinvestimenti	(6)
Totale prezzo di vendita	191
a dedurre:	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	<i>(13)</i>
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	178

Gli investimenti del primo semestre 2018 hanno riguardato l'acquisizione della società Mestni Plinovodi distribucija plina doo che distribuisce e commercializza gas in Slovenia. Il provento da bargain purchase, rilevato nella voce Altri ricavi e proventi, è dovuto alle sinergie ottenibili dalla maggiore capacità di recuperare in tariffa gli investimenti fatti dalla società acquisita dovuta alla combinazione dei portafogli clienti.

I disinvestimenti del primo semestre 2018 hanno riguardato: (i) la cessione del 98,99% (intera quota posseduta) delle società consolidate Tigáz Zrt e Tigáz Dso (100% Tigáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria al gruppo MET Holding AG per €145 milioni al netto della cassa ceduta di €13 milioni; (ii) la cessione da parte di Lasmo Sanga Sanga del ramo d'azienda relativo alla quota del 26,25% (intera quota posseduta) nel PSA del giacimento a gas e condensati di Sanga Sanga per €33 milioni.

Garanzie, impegni e rischi

Garanzie, impegni e rischi

L'ammontare delle garanzie e degli impegni e rischi non hanno subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2018 ad eccezione: (i) dell'aumento di circa €10.000 milioni delle parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1 e 2 (€8.794 milioni), ad Eni RAK BV in relazione all'ingresso e all'avvio delle attività esplorative nel blocco A negli Emirati Arabi Uniti (€879 milioni) e ad Eni Mexico S. de RL de CV in relazione all'operazione di scambio quote nei Blocchi 10 e 12 con Lukoil (€440 milioni); (ii) della garanzia di €2.928 milioni rilasciata nel corso del primo semestre 2019 a favore di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo di Share Purchase Agreement tra Eni ed ADNOC per l'acquisizione di una quota del 20% della società ADNOC Refining.

Le garanzie al 30 giugno comprendono la garanzia rilasciata a GasTerra dell'ammontare di circa €1 miliardo emessa nel 2016 per ottenere la rinuncia di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro della partecipazione in Eni International BV ottenuto da un giudice olandese nell'ambito del contenzioso commerciale per le forniture gas. L'arbitrato attivato dalle parti per dirimere la controversia ha emesso nel mese di luglio un lodo favorevole a Eni stabilendo che GasTerra non ha diritto ad alcun conguaglio prezzo per le forniture di gas del periodo contestato, contrariamente alla tesi iniziale di GasTerra, sulla cui base era stato ottenuto il provvedimento di sequestro. In data 24 luglio 2019, su richiesta di Eni e con il consenso di GasTerra (riservandosi ancora di tutelare le proprie pretese nei confronti di Eni), la garanzia bancaria di €1,01 miliardi è stata estinta.

Gestione dei rischi finanziari

Rischi finanziari

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di

derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta.

Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.

Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di mercato - Tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.

Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici.

Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni

di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato - Liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propone principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating, e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel

secondo semestre 2013 (Portafoglio espresso in euro) e 2017 (Portafoglio espresso in USD). Nel primo semestre 2019, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A+/A, entrambi in linea con i valori del 2018.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel I semestre 2019 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2018) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	I semestre 2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	5,17	2,86	3,90	3,96	3,65	1,80	2,73	2,99
Tasso di cambio ^(a)	0,41	0,07	0,19	0,19	0,57	0,09	0,28	0,25

^(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	I semestre 2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	23,03	9,93	13,29	10,54	18,60	6,79	11,04	7,50
Trading ^(b)	1,35	0,25	0,49	0,57	2,28	0,26	0,73	0,27

^(a) Il perimetro consiste nell'area di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale, consociate estere delle Divisioni operative e, a partire da ottobre 2016, dell'area di business Eni gas e luce. Per quanto riguarda le aree di business Gas & Power, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GLP e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

^(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	I semestre 2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,37	0,36	0,36	0,36	0,35	0,25	0,29	0,25

^(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(\$ milioni)	I semestre 2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro ^(b)	0,04	0,02	0,03	0,04	0,04	0,01	0,02	0,02

^(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in \$ è iniziata nell'agosto 2017.

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie avuto riguardo tra l'altro, per queste ultime del modello di finanza accentrato.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss; essa rappresenta il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti strutturati sulle commodity oggetto del core business di Eni, ed esposizioni di natura finanziaria, relative agli strumenti finanziari utilizzati quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di CdA e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa Eni e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenere un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 30 giugno 2019 il programma risulta utilizzato per circa €15,8 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni; nel corso del 2018 Moody's, a seguito della riduzione del rating assegnato all'Italia (da Baa2 a Baa3 con outlook stabile), ha ridotto il rating Eni di un notch (da A3 all'attuale Baa1).

Nel primo semestre 2019 sono stati emessi bond per un controvalore complessivo di circa €878 milioni attraverso un'emissione di 1 miliardo di USD sul mercato statunitense e sui mercati internazionali.

Al 30 giugno 2019, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.650 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €5.216 milioni, di cui €500 milioni scadenti entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Pagamenti futuri a fronte di passività e debiti commerciali e altri debiti

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi e alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	3.769	1.212	2.441	651	2.963	11.792	22.828
Passività finanziarie a breve termine	2.274						2.274
Passività per beni in leasing	465	755	541	436	419	3.076	5.692
Passività per strumenti finanziari derivati	2.505	7	19	1		32	2.564
	9.013	1.974	3.001	1.088	3.382	14.900	33.358
Interessi su debiti finanziari	782	407	476	362	338	1.731	4.096
Interessi su passività per beni in leasing	193	346	297	260	230	1.139	2.465
Garanzie finanziarie	751						751

Le passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi di €8.157 milioni è riferibile per €3.056 milioni alla quota di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

(€ milioni)	Anni di scadenza		Totale
	2019	Oltre	
Debiti commerciali	10.679		10.679
Altri debiti e anticipi	4.627	174	4.801
	15.306	174	15.480

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato

dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	174	348	413	263	233	12.571	14.002
Costi relativi a fondi ambientali	347	361	281	272	198	1.090	2.549
Impegni di acquisto ^(b)	6.197	10.258	9.716	9.502	9.596	85.246	130.515
- Gas							
Take-or-pay	4.798	9.281	9.104	9.018	9.248	84.233	125.682
Ship or pay	536	657	493	394	333	970	3.383
- Altri impegni di acquisto	863	320	119	90	15	43	1.450
Altri Impegni	7	1	1			106	115
- Memorandum di intenti Val d'Agri	7	1	1			106	115
Totale ^(c)	6.725	10.968	10.411	10.037	10.027	99.013	147.181

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(c) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni delle società classificate come destinate alla vendita per €17 milioni.

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
30.06.2019			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	14.988	931	14.057
Altre attività correnti	4.023	994	3.029
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	16.237	931	15.306
Altre passività correnti	6.263	994	5.269
31.12.2018			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	15.634	1.533	14.101
Altre attività correnti	3.894	1.636	2.258
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	18.280	1.533	16.747
Altre passività correnti	5.616	1.636	3.980

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €666 milioni (€1.347 milioni al 31 dicembre 2018) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €265 milioni (€186 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) altre attività e passività correnti relative a strumenti finanziari derivati per €994 milioni (€1.636 milioni al 31 dicembre 2018).

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 19 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

La Relazione Semestrale redatta in forma "condensed" ai sensi dello IAS 34 suppone la conoscenza della Relazione Finanziaria Annuale di cui costituisce, in linea di massima, un aggiornamento per gli sviluppi successivi. Pertanto, per un'esaustiva rappresentazione della situazione dei contenziosi di cui è parte Eni si rinvia a quanto rappresentato nella nota n. 27 del Bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale 2018.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

- (i) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri - Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite dall'Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio, mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – allo stato scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è stato ultimato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, il cui rapporto finale è al vaglio degli Enti competenti. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di inquinamento ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 per il medesimo reato presupposto, come si è appreso nel dicembre 2018, a seguito della notifica dell'avviso di proroga dei termini delle indagini preliminari, e di alcuni pubblici ufficiali appartenenti alle amministrazioni locali per i reati di abuso d'ufficio, falsità materiale e ideologica in atti pubblici commessi nel 2014 e di disastro innominato nella forma omissiva e di cooperazione colposa commesso nel febbraio 2017. Le indagini sono in corso. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento, nonché agli altri tre serbatoi di stoccaggio. Attualmente è stato risarcito il danno di rilevanza non materiale ad alcuni privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento; con altri invece le trattative sono ancora in corso. I prevedibili esborsi relativi a tali transazioni sono stati stanziati.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la Società ha impugnato le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco dell'ottobre e del dicembre 2017, precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione del Rapporto di Sicurezza ivi richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dimostrano che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente

controllata e non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

Nel mese di aprile 2019 sono state disposte misure cautelari nei confronti di tre dipendenti impiegati all'epoca dei fatti contestati presso il COVA. Tali misure cautelari sono attualmente soggette ad impugnazione.

- (ii) **Raffineria di Gela SpA e Syndial SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata Isola 32 all'interno della raffineria di Gela dove sono ubicate le vecchie e nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi gestite da Syndial, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato dalla Syndial SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento).

L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione documentale presso la sede della Syndial di Gela e della Raffineria di Gela che nel periodo 1.1.2017 – 20.3.2019 hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (TAF Syndial, TAF-TAS di sito e pozzi di emungimento e barriera idraulica). Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici (11) piezometri del sistema di barrieramento idraulico con contestuale informazione di garanzia emesso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Syndial SpA. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili al fine di effettuare delle analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS. Le attività sono tuttora in corso.

1.2. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

- (i) **Syndial SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni. L'atto, che le società coinsediate hanno impugnato nel dicembre 2017, costituisce formale messa in mora ai fini dell'azione di danno ambientale. Il Consiglio di Giustizia Amministrativa (CGA) per la Regione Siciliana si è pronunciato sugli appelli pendenti avverso diverse sentenze del TAR e in sostanza ha confermato l'annullamento di tutte le prescrizioni amministrative oggetto del contenzioso. Il quadro prescrittivo in capo alle società diventa quindi, con tale sentenza, chiaro e definitivo. L'annullamento delle prescrizioni ha, tra l'altro, effetto retroattivo al momento della loro adozione e consente, pertanto, di escludere il rischio della contestazione di eventuali inadempimenti.

A giugno 2019 presso il Ministero dell'Ambiente è stato istituito un tavolo tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta all'esito del quale è stato reso pubblico il relativo verbale. Il verbale

richiama la diffida del 2017, conferma la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed afferma un inadempimento alla diffida medesima da parte delle aziende che sarebbe stato comunicato anche alla Procura della Repubblica per le conseguenti azioni. D'intesa con tutte le linee di business interessate e in coordinamento con le altre aziende presenti si sta procedendo all'impugnativa di tale verbale e ad ulteriori paralleli approfondimenti tecnici interni a scopo difensivo.

- (ii) **Syndial SpA - Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).** E' pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio, i quali hanno citato in giudizio Syndial nel maggio 2008 perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (oggi Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Nel febbraio 2013 il Tribunale ha ordinato di procedere ad indagine tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle cd. perdite temporanee. L'iter processuale è in corso con la fase della CTU. Di recente il Ministero dell'Ambiente ha presentato a Syndial una proposta di chiusura transattiva della vertenza. La società si è riservata di valutarla dando disponibilità all'avvio di tavoli tecnici di approfondimento. Il Giudice, preso atto, ha fissato udienza a settembre 2019 al fine di verificare andamento e stato delle trattative.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

- (i) **Arbitrato Eni/GasTerra.** Nel 2013 Eni ha avviato un arbitrato nei confronti di GasTerra, in base ad un contratto di fornitura gas stipulato nel 1986, per una revisione del prezzo applicato alle forniture di gas del periodo 2012-2015, concordando altresì con GasTerra l'applicazione di un prezzo provvisorio fino alla definizione di un nuovo prezzo contrattuale per accordo o per lodo arbitrale. Il lodo arbitrale non ha accolto la domanda di Eni, senza tuttavia determinare il nuovo prezzo applicabile al contratto nel periodo di riferimento. GasTerra ritiene che il lodo arbitrale, non accogliendo la domanda di Eni, ripristini l'originario prezzo contrattuale e, sulla base di questo, richiede ad Eni il pagamento di una somma che rappresenta la differenza tra il prezzo contrattuale e il prezzo provvisorio. Eni invece, anche sulla base dei pareri dei suoi consulenti esterni, non ritiene corretta tale interpretazione del lodo. GasTerra, tuttavia, sulla base della propria interpretazione, ha avviato una procedura arbitrale ed ha richiesto ed ottenuto dal giudice olandese un provvedimento cautelare provvisorio di sequestro, in particolare, della partecipazione in Eni International BV detenuta da Eni a fronte di un asserito credito di €1,01 miliardi. Al fine di ottenere il dissequestro delle azioni di Eni International BV, Eni ha offerto a GasTerra, che ha accettato, una garanzia bancaria pari all'importo richiesto (che rimarrà in vigore fino al lodo che deciderà sul merito). Il provvedimento d'urgenza, concesso dopo un'analisi sommaria, senza contraddittorio tra Eni e GasTerra non costituisce, secondo il diritto olandese, un'anticipazione della decisione sul merito della controversia. La corretta interpretazione del lodo arbitrale e le conseguenze sulla revisione prezzo 2012-2015 sono oggetto di una nuova procedura arbitrale. In data 8 luglio 2019, il Tribunale ha emesso un lodo a conclusione della prima fase del procedimento, con il quale ha deciso, in particolare, che il prezzo provvisorio di cui sopra ha continuato ad applicarsi nel periodo 2012-2015, e che quindi le fatture emesse da GasTerra in seguito all'emissione del lodo del 2016 non sono valide. Il Tribunale ha rimandato alla seconda fase del procedimento arbitrale la decisione sulla quantificazione delle richieste di risarcimento danni avanzate da Eni nei confronti di GasTerra. In data 24 luglio 2019, su richiesta di Eni e con il consenso di GasTerra (riservandosi ancora di tutelare le proprie pretese nei confronti di Eni), la garanzia bancaria di €1,01 miliardi è stata estinta.

3. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

- (i) **OPL 245 Nigeria.** E' pendente presso il Tribunale di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 e una richiesta di consegna ex art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni, assicurando la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anticorruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.

Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni, l'allora Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza del settembre 2014 presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.

Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, dell'attuale CEO, dell'allora Chief Development, Operation & Technology Officer, di un altro top manager di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.

Nel dicembre 2017 il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. All'udienza del maggio 2018 ha chiesto di costituirsi parte civile anche l'associazione Asso Consum e il Tribunale ha rinviato all'udienza del giugno 2018 per affrontare tutte le questioni sulle richieste di costituzione di parte civile. In questa udienza il nuovo difensore nominato dal Governo Federale della Nigeria ha insistito per l'ammissione della costituzione di parte civile richiedendo, altresì, la citazione come responsabili civili di Eni e Shell.

All'udienza del luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Asso Consum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal Tribunale. Eni e Shell si sono poi costituite responsabili civili in esito alla citazione effettuata dal Governo della Nigeria. Il procedimento di primo grado è in corso.

Per quanto riguarda il separato procedimento penale, svoltosi con il rito abbreviato nei confronti di due imputati, terzi rispetto alla società, nel settembre 2018 è stata emessa sentenza di condanna. In particolare, il Giudice ha condannato i due imputati (che secondo l'impostazione accusatoria sarebbero stati due mediatori) alla pena di anni 4 e alla confisca del prezzo del reato pari a 100 milioni di dollari. Nel dicembre 2018 sono state depositate le motivazioni della sentenza che è stata successivamente appellata dagli imputati.

Nel gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della Federal High Court di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della Economic and Financial Crime Commission ("EFCC") un sequestro temporaneo ("Order") della licenza OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. Nel marzo 2017 la Corte nigeriana ha accolto il ricorso presentato da NAE e dal suo partner e ha revocato il provvedimento di sequestro. Successivamente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte della EFCC e ne ha messo una copia a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente di cui sopra. Questi ultimi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate confermano le conclusioni delle precedenti, in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo Nigeriano.

Nel novembre 2018 Eni SpA e le controllate NAE, NAOC ed AENR (nonché alcune società del gruppo Shell) hanno ricevuto notizia dell'intenzione della Repubblica Federale della Nigeria di promuovere un'azione civile presso le corti inglesi per ottenere il risarcimento del danno derivante dalla transazione con la quale la licenza OPL 245 fu assegnata a NAE e SNEPCO (affiliata Shell). Il mese successivo, Eni ha ottenuto copia della documentazione che attesta l'iscrizione a ruolo della causa, il 15 aprile le consociate nigeriane NAE, NAOC ed AENR hanno ricevuto formale notifica dell'avvio del procedimento, mentre l'analoga notifica è stata ricevuta da Eni SpA il 16 maggio 2019. Negli atti introduttivi del giudizio, la domanda è quantificata in 1,092 miliardi di dollari o altro valore che sarà stabilito nel corso del procedimento. La Repubblica Federale della Nigeria pone alla base della propria valutazione una stima di valore dell'asset di 3,5 miliardi di dollari. La quota di interessenza dell'Eni è pari al 50%. Si ricorda che la Nigeria è costituita parte civile nel procedimento a Milano e che pertanto la causa di cui sopra appare una duplicazione delle domande formulate a Milano contro le persone fisiche di Eni.

- (ii) **Indagine Congo.** Nel marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex art 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013/2014/2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle modalità con cui furono individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership. Nel luglio 2017 la Guardia di Finanza, su delega della Procura di Milano, ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di documenti del marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate, dal 2012 ad oggi, con alcune società terze. Eni ha consegnato tutta la documentazione oggetto della richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel gennaio 2018 la Procura ha richiesto la proroga del termine delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi a far data dal 31 gennaio sino al 30 luglio 2018. Successivamente, nel luglio del 2018 la Procura ha richiesto una seconda proroga fino al 28 febbraio 2019. Nell'aprile 2018 la Procura di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione e all'allora Chief Development, Operation & Technology Officer un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati.

Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'account di posta elettronica di un dirigente Eni, già direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 è stato eseguito un provvedimento di richiesta di documenti ex art. 248 c.p.p. emesso dalla Procura di

Milano, avente ad oggetto i rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con alcune società.

Nel febbraio 2019 Eni ha ricevuto una richiesta di proroga delle indagini preliminari sino ad ottobre 2019. Successivamente, il 23 maggio 2019, è stata notificata ad Eni una nuova richiesta di consegna di documenti ex art. 248 c.p.p. relativa ai rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con una società estera.

Nell'aprile 2018 il Collegio Sindacale, l'Organismo di Vigilanza e il Comitato Controllo e Rischi di Eni hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale indipendente e ad una società di consulenza professionale, esperti in ambito anticorruzione affinché, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I risultati di tali attività non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee a rilevare un diretto coinvolgimento di Eni, né di suoi dipendenti o manager chiave nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. Il Report è stato portato a conoscenza dell'Autorità giudiziaria e delle competenti Autorità americane (SEC e DoJ).

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative alla predetta indagine, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del D.Lgs. n. 58/1998 ("TUF"). In particolare, alla Società è stato richiesto di fornire elementi informativi in merito alle "indagini Congo" e ad ogni iniziativa intrapresa dalla Società - ivi incluse specifiche attività di audit svolte al riguardo e/o eventuali affidamenti di incarichi di verifica in relazione alle indagini in commento - e ai relativi esiti, trasmettendo l'eventuale documentazione di supporto. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto di fornire elementi informativi in merito all'attività di vigilanza dallo stesso svolta riguardo alle indagini in questione. Il Collegio Sindacale e la Società hanno risposto alla richiesta di informazioni, rispettivamente, l'11 e il 13 giugno 2018.

4. Altri procedimenti in materia penale

- (i) **Eni SpA (R&M) - Procedimenti penali accise sui carburanti.** E' pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Constatazione per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,55 milioni e nel maggio 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha emesso il relativo avviso di pagamento, prontamente impugnato dalla Società innanzi alla Commissione Tributaria di I grado di Roma. Nel marzo 2018 è stato depositato il dispositivo della sentenza con la quale la Commissione ha accolto il ricorso presentato da Eni avverso la contestazione di omesso versamento di accise e condanna altresì l'Agenzia delle Dogane alle spese di giudizio. Tale sentenza è stata impugnata dall'Agenzia delle Dogane dinanzi la Commissione Tributaria Regionale di Roma. In data 24 giugno 2019 è stato stipulato tra Eni e l'Agenzia delle Dogane un accordo di conciliazione extragiudiziale che prevede la determinazione dell'accisa dovuta in €73 mila e il conseguente rimborso a Eni delle somme versate in eccesso in pendenza di giudizio. Conseguentemente è stata presentata in Commissione Tributaria istanza di cessata materia del contendere; (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Stagno

(Livorno); (iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento. Quest'ultimo procedimento rappresenta uno sviluppo di quello avviato dalla Procura di Frosinone e nel quale il primo procedimento è confluito, riguardante fatti sostanzialmente analoghi a quelli oggetto del procedimento di provenienza, con tuttavia alcune differenze sia in ordine alla natura dei reati contestati, sia in relazione alle condotte oggetto dell'accertamento. Anche il procedimento pendente innanzi alla Procura di Prato era stato riunito nel marzo 2015 al procedimento di Roma. La Procura di Roma ha ipotizzato, infatti, la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel settembre 2014 è stato eseguito un ulteriore decreto di perquisizione e sequestro disposto dalla Procura di Roma nei confronti dell'allora ex Direttore Generale della "Divisione R&M". I presupposti del provvedimento sono analoghi a quelli del precedente, tuttavia l'accertamento in questione riguarda anche il periodo in cui al vertice della Divisione R&M vi era il precedente Direttore Generale. Nel marzo 2015 è stata eseguita una perquisizione su tutti i depositi del circuito Eni in Italia, disposta dalla Procura di Roma nell'ambito del medesimo procedimento, per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise. Nel settembre 2015 la Procura di Roma ha disposto un accertamento tecnico al fine di verificare la rispondenza dei software installati presso alcune testate metriche sequestrate in precedenza con quelli depositati dal fabbricante metrico terzo presso il Ministero dello Sviluppo Economico. Gli accertamenti tecnici si sono conclusi con la verifica della conformità dei software analizzati. In questa occasione si è appreso che il procedimento è stato esteso ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti della Società. Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquuto con la Procura al fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata.

Eni continua a fornire la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria.

Nel dicembre 2017 sono stati nominati nell'ambito del procedimento consulenti tecnici di rinomata professionalità e competenza, ai fini della verifica di integrity sui siti interessati e i cui esiti saranno oggetto di confronto con l'Autorità giudiziaria. Le verifiche sono in corso.

Nel marzo 2018 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso agli indagati di conclusione delle indagini preliminari. Per quanto di interesse di Eni, il procedimento coinvolge gli allora responsabili di deposito di Calenzano, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona per le fattispecie di reato di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise e anche i direttori delle raffinerie di Collesalveti (Livorno) e Sannazzaro per le ulteriori fattispecie di alterazione dei sistemi di misura previsti dalle leggi applicabili. Inoltre, per il solo deposito di Calenzano, è contestato in capo al responsabile e a tre addetti di deposito, un'ipotesi di frode processuale. Alcuni dei difensori nominati hanno depositato memorie difensive, richiedendo alla Procura un provvedimento di archiviazione.

Nel settembre 2018 è pervenuta ad Eni, in qualità di parte offesa, notifica dell'avviso di fissazione di udienza emesso dal Tribunale di Roma, in relazione alla contestazione di associazione a delinquere e altre contestazioni minori, nei confronti dei numerosi indagati – tra cui oltre 40 posizioni Eni - oggetto di un procedimento stralciato (proc. n. 22066/17 RGNR) dal principale, per le quali, nel maggio 2017, la Procura aveva richiesto l'archiviazione. All'esito dell'udienza, nel dicembre 2018 il Giudice ha accolto la richiesta di archiviazione per numerose posizioni, tra cui tredici posizioni Eni, mentre ha rigettato la richiesta, imponendo alla Procura di formulare l'imputazione nei termini e forme di legge per ventotto posizioni Eni (inclusi gli ex vertici dell'allora Divisione R&M) per il reato associativo.

Nell'ottobre 2018 è pervenuta nell'ambito del procedimento penale principale notifica dell'avviso di fissazione dell'udienza preliminare e della relativa richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura.

Sul versante tributario, nell'ambito del procedimento amministrativo avviato per la riscossione delle imposte asseritamente non versate, nell'aprile 2018 la Guardia di Finanza ha notificato ad Eni un Processo Verbale di Contestazione che quantifica le maggiori accise dovute per gli anni 2008-2017 in €34 milioni ed i maggiori imponibili delle altre imposte connesse (imposte sul reddito ed IVA) in misura tale da determinare ulteriori imposte dovute per €22 milioni. L'Agenzia delle Dogane e delle Entrate cui compete l'emissione dell'avviso di pagamento/accertamento potranno comminare sanzioni ed interessi. Parte delle maggiori accise contestate e delle altre imposte relative è riconducibile alla stessa fattispecie per la quale Eni ha già conseguito sentenza favorevole di primo grado a seguito del ricorso dinnanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Roma e ha stipulato un accordo di conciliazione extragiudiziale. A seguito delle memorie presentate dalla Società e del contraddittorio instaurato, l'Agenzia delle Dogane ha liquidato l'accisa relativa al Processo Verbale di Contestazione in €8 milioni emettendo i relativi avvisi di pagamento nel luglio 2019. Le altre imposte connesse sono stimate in €6 milioni. A fronte di queste contestazioni è stato eseguito un accantonamento al fondo imposte.

- (ii) **Eni SpA - Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** Nel febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno dell'Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati dirigente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

A seguito di quanto sopra, il Comitato Controllo e Rischi, sentito il Collegio Sindacale, ha convenuto, unitamente all'Organismo di Vigilanza, di affidare a un soggetto terzo indipendente lo svolgimento di un incarico per una verifica interna su documenti e fatti rilevanti rispetto alle vicende connesse con il citato procedimento, incluse analisi di tipo "forensic". L'incarico è stato conferito il 22 febbraio 2018 e, nella Relazione finale del 12 settembre 2018, presentata al Comitato Controllo e Rischi, all'Organismo di Vigilanza e al Collegio Sindacale, è riportato che dalle analisi svolte, e rispetto alle ipotesi formulate dalla Procura di Milano nel decreto, non emergerebbero evidenze fattuali circa il coinvolgimento del predetto ex dirigente di Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.

Nel contempo il 19 aprile 2018 il Consiglio di Amministrazione ha conferito incarico a due consulenti esterni, un penalista e un civilista, per ricevere una consulenza legale indipendente in relazione ai fatti oggetto di indagine. Gli esiti sono stati riportati in una relazione del 22 novembre 2018 che non ha evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La relazione è stata presentata al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché trasmessa all'Organismo di Vigilanza di Eni.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con l'allora società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza. La Società ha risposto alla richiesta di informazioni l'11 giugno 2018. Successivamente, ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio di Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni, l'ultima delle quali il 25 luglio u.s. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la

Relazione del Collegio Sindacale incluse nella Relazione Finanziaria Annuale approvata dall'Assemblea degli Azionisti nel maggio u.s. Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex art. 248 c.p.p. Oggetto della richiesta sono i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla Procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio di Amministrazione. In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto.

Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. Contestualmente il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento al reato 25 decies D.Lgs. 231/2001 per il reato di cui all'art. 377 bis c.p. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria).

Oggetto delle predette richieste di documentazione sono in particolare i rapporti con due controparti commerciali, gli accessi presso gli uffici Eni di alcuni soggetti terzi, anche per conto di una delle predette controparti, la casella di posta elettronica di alcuni dipendenti ed ex dipendenti, la documentazione relativa ai rapporti intrattenuti con l'ex legale esterno indagato nel procedimento e quella relativa all'interruzione di tali rapporti, i report dell'internal audit ed i verbali degli organi societari che si sono occupati di valutare tali rapporti. A seguito degli audit interni, la società ha provveduto a denunciare per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS precedentemente licenziato in data 28 maggio 2019 ed ha altresì presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni all'Eni.

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Totale
I semestre 2019					
Ricavi da clienti terzi	5.298	21.219	10.367	96	36.980
Ricavi per area geografica:					
Italia	27	6.671	6.271	47	13.016
Resto dell'Unione Europea	120	6.011	3.112	8	9.251
Resto dell'Europa	90	3.050	455	7	3.602
Americhe	46	1.992	132	7	2.177
Asia	595	3.305	352	7	4.259
Africa	4.300	190	43	20	4.553
Altre aree	120		2		122
	5.298	21.219	10.367	96	36.980
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	1.829	9.048	12		10.889
- Vendita prodotti petroliferi	598	1.619	8.094		10.311
- Vendita gas naturale e GNL	2.699	7.630			10.329
- Vendita prodotti petrochimici		266	1.960	11	2.237
- Vendita altri prodotti	20	1.250	7	4	1.281
- Servizi	152	1.406	294	81	1.933
	5.298	21.219	10.367	96	36.980
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:					
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	4.993	21.163	10.260	43	36.459
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	305	56	107	53	521
I semestre 2018					
Ricavi da clienti terzi	4.654	20.650	10.685	82	36.071
Ricavi per area geografica:					
Italia	9	6.875	5.933	56	12.873
Resto dell'Unione Europea	200	5.764	3.613	1	9.578
Resto dell'Europa	36	3.244	437		3.717
Americhe	46	2.165	154	1	2.366
Asia	825	2.532	496	5	3.858
Africa	3.451	69	50	19	3.589
Altre aree	87	1	2		90
	4.654	20.650	10.685	82	36.071
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	2.107	8.032			10.139
- Vendita prodotti petroliferi	498	2.127	7.961		10.586
- Vendita gas naturale e GNL	1.908	7.803			9.711
- Vendita prodotti petrochimici		363	2.441	17	2.821
- Vendita altri prodotti	14	1.051	11	6	1.082
- Servizi	127	1.274	272	59	1.732
	4.654	20.650	10.685	82	36.071
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:					
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	4.529	20.592	10.612	47	35.780
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	125	58	73	35	291

Maggiori informazioni sui ricavi della gestione caratteristica per settore di attività sono indicati alla nota n. 32 - Informazioni per settore di attività.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

Costi

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(€ milioni)	I semestre 2019	I semestre 2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	19.979	19.103
Costi per servizi	5.667	5.487
Costi per godimento di beni di terzi	688	839
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	185	342
Altri oneri	355	776
	26.874	26.547
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(83)	(99)
	26.791	26.448

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono i costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €146 milioni (€128 milioni nel primo semestre 2018).

Costo lavoro

(€ milioni)	I semestre 2019	I semestre 2018
Costo lavoro	1.631	1.644
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(78)	(93)
	1.553	1.551

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	I semestre 2019	I semestre 2018
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	1.420	2.349
Oneri finanziari	(2.029)	(2.714)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	78	17
Strumenti finanziari derivati	(21)	(273)
	(552)	(621)

I proventi e oneri finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2019	I semestre 2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(312)	(255)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(66)	(56)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(190)	
Interessi attivi verso banche	11	9
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	3	3
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	78	17
	(476)	(282)
Differenze attive (passive) di cambio	70	233
Strumenti finanziari derivati	(21)	(273)
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	46	26
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	53	86
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(147)	(128)
Altri proventi (oneri) finanziari	(77)	(283)
	(125)	(299)
	(552)	(621)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 21 – Strumenti finanziari derivati.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

29 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

Le informazioni relative alle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono riportate alla nota n. 13 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	I semestre 2019	I semestre 2018
Dividendi	89	79
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	4	(6)
Altri proventi (oneri) netti	1	
	94	73

I dividendi si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €64 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN Zahr' per €19 milioni (analogamente nel comparative period).

30 Imposte sul reddito

(€ milioni)	I semestre 2019	I semestre 2018
Imposte correnti	2.574	2.466
Imposte differite nette	249	220
	2.823	2.686

Le imposte correnti e differite nette sono riferite a società italiane, rispettivamente, per €168 milioni e €118 milioni.

31 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile netto del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile netto del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 30 giugno 2019 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017 e 2018.

		I semestre 2019	I semestre 2018
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		3.600.862.393	3.601.140.133
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		2.782.584	1.525.528
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		3.603.644.977	3.602.665.661
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni)	1.516	2.198
Utile per azione semplice	(ammontari in € per azione)	0,42	0,61
Utile per azione diluito	(ammontari in € per azione)	0,42	0,61

32 Informazioni per settore di attività

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Al 30 giugno 2019 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

Exploration & Production: comprende le attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio e gas naturale, inclusa la partecipazione a progetti di conversione del gas naturale in GNL.

Gas & Power: comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio. Il settore Gas & Power comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione di Eni e l'attività di trading di commodity energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, ecc.) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione.

Refining & Marketing e Chimica: comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili.

Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Syndial. I risultati della Direzione Energy Solutions, impegnata nello sviluppo del business dell'energia da fonti rinnovabili, sono compresi nell'aggregato Corporate e Altre attività poiché tale segmento operativo non soddisfa la soglia di rilevanza quantitativa prevista dall'IFRS 8 per essere un autonomo reportable segment.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
I semestre 2019						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	11.524	27.161	11.531	766		
a dedurre: ricavi infrasettori	(6.226)	(5.942)	(1.164)	(670)		
Ricavi da terzi	5.298	21.219	10.367	96		36.980
Risultato operativo	4.425	453	226	(295)	(60)	4.749
I semestre 2018						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	11.824	26.777	11.991	744		
a dedurre: ricavi infrasettori	(7.170)	(6.127)	(1.306)	(662)		
Ricavi da terzi	4.654	20.650	10.685	82		36.071
Risultato operativo	4.568	555	396	(350)	(131)	5.038

^(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
30.06.2019						
Attività direttamente attribuibili ^(a)	68.642	8.954	13.271	1.823	(382)	92.308
Attività non direttamente attribuibili						32.575
Passività direttamente attribuibili ^(b)	18.380	7.473	4.891	4.254	(271)	34.727
Passività non direttamente attribuibili						39.150
31.12.2018						
Attività direttamente attribuibili ^(a)	63.051	9.989	11.692	1.171	(420)	85.483
Attività non direttamente attribuibili						32.890
Passività direttamente attribuibili ^(b)	18.110	8.314	4.319	4.072	(275)	34.540
Passività non direttamente attribuibili						32.760

^(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

^(b) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

33 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei, costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione,

all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2019" che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti commerciali e diversi

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2019			I semestre 2019		
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	2	88			108	
Angola LNG Supply Services Llc			179			
Coral FLNG SA	26		1.155	41		
Gruppo Saipem	75	130	511	14	49	
Karachaganak Petroleum Operating BV	16	175		1	545	
Mellitah Oil & Gas BV	48	330		1	250	
Petrobel Belayim Petroleum Co	56	1.934		7	951	
Unión Fenosa Gas SA	12		57		1	42
Vår Energi AS	19	69	224	35	695	(30)
Altre (*)	57	23		29	80	
	311	2.749	2.126	128	2.679	12
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV			2.928			
Eni BTC Ltd			178			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	93	1	5	6		
Altre	11	25	27	4	5	
	104	26	3.138	10	5	
	415	2.775	5.264	138	2.684	12
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	138	254		65	294	(33)
Gruppo Italgas	2	69			398	
Gruppo Snam	282	280		43	661	
Gruppo Terna	32	48		94	106	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	45	35		336	252	9
Altre	10	9		5	18	
	509	695		543	1.729	(16)
Altri soggetti correlati	3	2		3	14	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	60	121		18	138	
	987	3.593	5.264	702	4.565	(4)

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2018			I semestre 2018		
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	1	96			69	
Angola LNG Supply Services Llc			177			
Coral FLNG SA	14		1.147	29		
Gruppo Saipem	75	171	793	15	154	
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	134			506	
Mellitah Oil & Gas BV	1	268			274	
Petrobel Belayim Petroleum Co	56	2.029			1.311	
Unión Fenosa Gas SA	4	7	57	58	1	21
Vår Energi AS	13	100	218			
Altre (*)	45	43		55	67	
	236	2.848	2.392	157	2.382	21
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			177			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	87	1	5	5		
Altre	6	23	14	9	5	
	93	24	196	14	5	
	329	2.872	2.588	171	2.387	21
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	134	151		52	261	126
Gruppo Italgas	5	146		11	390	
Gruppo Snam	237	289		66	632	(1)
Gruppo Terna	26	47		60	108	3
GSE - Gestore Servizi Energetici	67	85		235	279	37
Altre	25	18		15	20	
	494	736		439	1.690	165
Altri soggetti correlati	1	2			14	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»						
	40	140		19	131	
	864	3.750	2.588	629	4.222	186

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Angola LNG Supply Services Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production e le garanzie residue rilasciate da parte di Eni SpA principalmente a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e il fair value degli strumenti finanziari derivati;

- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi AS, la fornitura di servizi specialistici upstream, l'acquisto di greggio, condensati e gas e il fair value degli strumenti finanziari derivati;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo di Share Purchase Agreement tra Eni ed ADNOC per l'acquisizione di una quota del 20% della società ADNOC Refining;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché, dal gruppo Snam, la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, il fair value degli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione per €12 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €2 milioni.

Rapporti di natura finanziaria

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2019			I semestre 2019	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Angola LNG Ltd			246		
Cardón IV SA	726	8		36	1
Coral FLNG SA	160				1
Coral South FLNG DMCC			1.407		
Société Centrale Electrique du Congo SA	67				
Altre	39	5	2	4	
	992	13	1.655	40	2
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	60	29		1	
	60	29		1	
Imprese controllate dallo Stato					
Altre	4	7			
	4	7			
	1.056	49	1.655	41	2

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2018			I semestre 2018	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Angola LNG Ltd			245		
Cardón IV SA	705	36			
Coral FLNG SA	108				
Coral South FLNG DMCC			1.397		
Société Centrale Electrique du Congo SA	64	30			
Vår Energi AS		494			
Altre	38	4	22	3	
	915	564	1.664	3	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre	49	25			
	49	25			
Imprese controllate dallo Stato					
Gruppo Enel		64			
Altre		8			1
		72			1
	964	661	1.664	3	1

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di sviluppo del giacimento a gas di Perla in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG;
- il finanziamento concesso alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)

	30.06.2019			31.12.2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	328	64	19,51	300	49	16,33
Crediti commerciali e altri crediti	14.057	666	4,74	14.101	633	4,49
Altre attività correnti	3.029	158	5,22	2.258	71	3,14
Altre attività finanziarie non correnti	1.317	992	75,32	1.253	915	73,02
Altre attività non correnti	868	163	18,78	792	160	20,20
Passività finanziarie a breve termine	2.274	49	2,15	2.182	661	30,29
Debiti commerciali e altri debiti	15.306	3.445	22,51	16.747	3.664	21,88
Altre passività correnti	5.269	125	2,37	3.980	63	1,58
Altre passività non correnti	1.538	23	1,50	1.502	23	1,53

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)

	I semestre 2019			I semestre 2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	36.980	695	1,88	36.071	626	1,74
Altri ricavi e proventi	644	7	1,09	838	3	0,36
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(26.791)	(4.554)	17,00	(26.448)	(4.210)	15,92
Costo lavoro	(1.553)	(11)	0,71	(1.551)	(12)	0,77
Altri proventi (oneri) operativi	30	(4)	...	89	186	...
Proventi finanziari	1.420	41	2,89	2.349	3	0,13
Oneri finanziari	(2.029)	(2)	0,10	(2.714)	(1)	0,04

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)

	I semestre 2019	I semestre 2018
Ricavi e proventi	702	629
Costi e oneri	(3.276)	(2.678)
Altri proventi (oneri) operativi	(4)	186
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(294)	63
Interessi	40	2
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.832)	(1.798)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.289)	(1.544)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(3)	405
Variazione crediti finanziari	(92)	3
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.384)	(1.136)
Variazione debiti finanziari	(827)	(11)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(827)	(11)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(5.043)	(2.945)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)

	I semestre 2019			I semestre 2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	6.612	(2.832)	...	5.220	(1.798)	...
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(4.330)	(1.384)	31,96	(2.738)	(1.136)	41,49
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.585)	(827)	31,99	(2.417)	(11)	0,46

34 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel primo semestre 2019 e 2018 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

35 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel primo semestre 2019 e 2018 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

36 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre.

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019, nel corso del primo semestre 2019.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

25 luglio 2019

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Agli Azionisti della
Eni SpA

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) al 30 giugno 2019. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n° 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Ginna 72 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wulher 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225780 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it



Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Eni al 30 giugno 2019, non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Altri aspetti

Il bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 e il bilancio consolidato semestrale abbreviato per il periodo chiuso al 30 giugno 2018 sono stati rispettivamente sottoposti a revisione contabile e a revisione contabile limitata da parte di un altro revisore che, il 5 aprile 2019, ha espresso un giudizio senza modifica sul bilancio consolidato e, il 31 luglio 2018, ha espresso delle conclusioni senza modifica sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Roma, 2 agosto 2019

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in black ink, appearing to read "G. Toselli".

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

Allegati al bilancio consolidato
semestrale abbreviato

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 30 giugno 2019

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2019

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 30 giugno 2019, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione,

la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 30 giugno 2019 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre Partecipazioni Rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	27	144	171						
Imprese consolidate joint operation				7	5	12			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	4	34	38	18	38	56			
Valutate con il metodo del costo	6	4	10	3	31	34			
Valutate con il metodo del fair value							2	22	24
	10	38	48	21	69	90	2	22	24
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate	1	1	2						
Possedute da imprese a controllo congiunto					3	3			
	1	1	2		3	3			
Totale Imprese	38	183	221	28	77	105	2	22	24

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

Società controllate e a controllo congiunto residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

A seguito delle suddette modifiche le disposizioni in materia di imprese estere controllate si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni:

- Sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia.
- Oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing

finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi infragruppo.

Al 30 giugno 2019 Eni controlla due società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato. Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2019 saranno oggetto di revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers.

Impresa consolidante

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA ^(*)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA	25,76
					Ministero dell'Economia e delle Finanze	4,34
					Eni SpA	1,01
					Altri Soci	68,89

Imprese controllate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	0	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	7.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petroliera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.877.600	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

All'estero

Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Burren Energy (Bermuda) Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En.(Berm)Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni BB Petroleum Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	23.214.400	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukit Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(9) Società che beneficia di un regime fiscale privilegiato di cui all'art.167, comma 4; il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione separata in Italia.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni International BV Eni Int. NA NV Sàrl	99,99 (.) (.)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.006	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio De Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		P.N.
Eni East Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	13.132.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec, Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	220.711.147,50	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni RAK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		P.N.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozambique LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En.(Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	42.004.757,64	Eni Ukraine Hold.BV Eni International BV	99,99 0,01		P.N.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold.BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Lic	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P Holding	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.443.200	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sarl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleum LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleum Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Nigerian Agip E. Ltd Agip En Nat Res.Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO 'Eni Energhia'	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En.Congo Ltd	66,67 33,33		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Zetah Kouilou Ltd	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En.Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni gas e luce SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	750.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SEA SpA	L'Aquila	Italia	EUR	100.000	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	36.000.000	Ets SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México, S. de RL de CV	Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Trans Tunis.P.Co SpA LNG Shipping SpA Eni SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	58.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.

All'estero

Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco Di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (.)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Chimica

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.364.790.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	7.091.969.024	Versalis SpA Versalis International SA Versalis Deutschland GmbH	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis México S. de R.L. de CV	Città Del Messico (Messico)	Messico	MXN	1.000	Versalis International SA Versalis SpA	99,00 1,00		P.N.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi	99,99 (.)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Service Media Srl (in liquidazione)	Milano	Italia	EUR	75.000	D-Share SpA	100,00		
D-Share SpA	Milano	Italia	EUR	121.719,25	AGI SpA Soci Terzi	55,21 44,79		Co.
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	EUR	0	Eni SpA Soci Terzi	99,67 0,33		Co.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00	49,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
D-Share USA Corp.	New York (USA)	USA	USD	0 ^(a)	D-Share SpA	100,00		
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	2.474.225.632	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Designated Activity Company	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Houston (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Syndial SpA Soci Terzi	99,97 0,03		P.N.
Eni Energia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Syndial Servizi Ambientali SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	425.343.731,50	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (.)	100,00	C.I.

All'estero

Arm Wind Llp	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	2.133.967.100	Windirect BV	100,00	90,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV leoc Production BV leoc Exploration BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town-Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	1.000.000	Eni International BV Eni Pakistan Ltd (M) Eni Oil Holdings BV	99,98 0,01 0,01	100,00	C.I.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
Syndial International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Windirect BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	10.000	Eni International BV Soci Terzi	90,00 10,00	90,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Imprese a controllo congiunto e collegate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Mozambique Rovuma Venture SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29	35,71	J.O.

All'estero

Agiba Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	10.082.000.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada ^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	172,10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayis Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obaiyed Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Tamsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Fedynskmorneftegaz Sàrl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Isatay Operating Co LLP ^(†)	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleha Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Norpipe Terminal Holdco Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	3.790	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	24.021	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	2.203	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.100.000	PR FPSO Holding	100,00		
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00		
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0 ^(a)	PR FPSO PR FPSO Holding	95,00 5,00		
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma Basin LNG Land Limitada ^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Mozambique Rovuma Venture Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Shorouk Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS ^(†) (in liquidazione)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	9.850.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Tecninco Engineering Contractors Lip ^(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Vår Energi AS ^(†)	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,60 30,40		P.N.
VIC CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West ASHRAFI Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Mariconsult SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Società EniPower Ferrara Srl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	I.O.
Transmed SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

All'estero

Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	I.O.
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA ^(†)	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
GreenStream BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	I.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Transmed.Pip.Co Ltd Eni International BV Soci Terzi	90,00 5,00 5,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^{(†) (9)}	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	I.O.
Unión Fenosa Gas SA ^(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, I.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(9) Società che beneficia di un regime fiscale privilegiato di cui all'art.167, comma 4; il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione separata in Italia.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA ^(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	44,78 55,22		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA ^(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Livorno LNG Terminal SpA	Livorno	Italia	EUR	200.000	Costiero Gas L.SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petroven Srl ^(†)	Genova	Italia	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	J.O.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA ^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.
Termica Milazzo Srl ^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	J.O.

All'estero

AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH ^(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH ^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City Carburoil SA ^(†)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay En France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterrannée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VES	120,867	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(b) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH ^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A.GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(b) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

Chimica

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesto	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrica SpA ^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	33,11 4,61 62,28		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

All'estero

Lotte Versalis Elastomers Co Ltd ^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	301.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Versalis Zeal Ltd ^(†)	Takoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
VPM Oilfield Specialty Chemicals Ltd ^(†)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	1.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Commonwealth Fusion Systems LLC	Wilmington (USA)	USA	USD	199.083.573,45	Eni Next Llc Soci Terzi	25,12 74,88		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	Italia	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 ^(b) 40,44		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Progetto Nuraghe Scarl	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	10.000	Syndial SpA Soci Terzi	48,55 51,45		P.N.
Saipem SpA ^(#) ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(c) 1,46 68,00		P.N.

All'estero

Grid Edge (Private) Ltd ^(†)	Saddar Town-Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	1.200.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(b) Quota di Controllo:	Syndial SpA	48,00
	Soci Terzi	52,00
(c) Quota di Controllo:	Eni SpA	30,99
	Soci Terzi	69,01

Altre Partecipazioni Rilevanti

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	135.000	Eni SpA Soci Terzi	20,00 80,00	F.V.

All'estero

Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sarl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	456.238.689,67	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sarl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Petrolera Güiría SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

Gas & Power

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA ⁽¹⁴⁾	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	F.V.

All'estero

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compania de Economia Mixta 'Austrogas'	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	F.V.
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilier Pétrolier de Gestion Snc	Tremblay En France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR'	Al Jubail (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	1.200.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	10,00 90,00	F.V.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56	F.V.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	4.953	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(14) La società è stata sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979. La liquidazione si è conclusa il 28 aprile 2015 ed è stata depositata l'istanza di cancellazione che è in attesa di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

(a) Azioni senza valore nominale.

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 2)

Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town-karachi	Altre attività	Costituzione
Eni RAK BV	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione

Imprese escluse (n. 6)

Eni Adfin SpA (in liquidazione)	Roma	Corporate e società finanziarie	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Denmark BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni India Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Liberia BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Ukraine Llc	Kiev	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington	Refining & Marketing	Sopravvenuta irrilevanza



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia
Capitale Sociale al 31 dicembre 2018: € 4.005.358.876,00 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia
Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Pubblicazioni

Relazione Finanziaria Annuale redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 1 del D.Lgs. 58/1998
Annual Report
Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito presso la US Securities and Exchange Commission
Fact Book (in italiano e in inglese)
Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 2 del D.Lgs. 58/1998
Interim consolidated report as of June 30
Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari redatta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/1998
(in italiano e in inglese)
Relazione sulla Remunerazione redatta ai sensi dell'art. 123-ter del D.Lgs. 58/1998 (in italiano e in inglese)

ENI IN 2018 - Summary Annual Review (in inglese)
ENI FOR 2018 - Sustainability Report (in italiano e in inglese)

Sito internet

www.eni.com

Centralino

+39-0659821

Numero verde

800940924

Casella email

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929
e-mail: investor.relations@eni.com

