

Relazione finanziaria semestrale  
consolidata al 30 giugno **2018**



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.

M  
-  
S  
-  
S  
-  
N  
O  
-  
N

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno **2018**





## Relazione intermedia sulla gestione

- 4** **Highlight**
- 6** **Principali dati economico-finanziari**
  - Andamento operativo**
- 8** Exploration & Production
- 11** Gas & Power
- 13** Refining & Marketing e Chimica
- 16** **Commento ai risultati e altre informazioni**
- 33** Fattori di rischio ed incertezza
- 38** Evoluzione prevedibile della gestione
- 39** **Altre informazioni**

## Bilancio consolidato semestrale abbreviato

- 42** Schemi di bilancio
- 47** Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato
- 98** **Attestazione del management**
- 99** **Relazione della Società di revisione**

## Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato

- 101** Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2018
- 128** Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

### 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, 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](http://eni.com).

## Highlight

- **Risultati adjusted:** l'utile operativo adjusted del semestre di €4,94 miliardi è aumentato del 73% rispetto al primo semestre 2017, per effetto del rafforzamento dello scenario petrolifero (+36% e +22% l'incremento del riferimento Brent rispettivamente in dollari e in euro), della crescita delle produzioni di idrocarburi e del forte recupero di redditività nel Gas & Power grazie alla ristrutturazione del portafoglio contratti long-term, agli ottimi risultati del GNL e a ottimizzazioni nel power e al contenimento dei costi nella logistica. Nonostante il forte recupero del riferimento Brent, il settore R&M e Chimica mantiene una performance operativa positiva anche se in peggioramento grazie alla ristrutturazione già intrapresa e al contenimento dei costi.

**Risultato netto adjusted:** €1,74 miliardi nel semestre (+45% vs. primo semestre 2017).

**Risultato netto reported:** €2,20 miliardi, più che raddoppiato rispetto al primo semestre 2017 (+€1,21 miliardi).

- **Cash flow:** forte generazione di cassa operativa a €5,22 miliardi in crescita del 13% rispetto al primo semestre 2017.
- **Investimenti netti:** €3,69 miliardi<sup>1</sup>, più che finanziati dal flusso di cassa organico.
- **Indebitamento finanziario netto:** €9,9 miliardi.
- **Leverage:** 0,20 in riduzione rispetto allo 0,23 del 31 dicembre 2017.
- **Acconto dividendo 2018:** sulla base dei risultati del primo semestre 2018 e dell'outlook della Compagnia, proposto un acconto dividendo di €0,42 per azione<sup>2</sup>, a valere sul dividendo annuo di €0,83 per azione.
- **Produzione di idrocarburi in forte crescita a 1,865 milioni di boe/giorno** +4,6% rispetto al primo semestre 2017. Al netto dell'effetto prezzo nei PSA si attesta a +5,4%. La crescita produttiva è sostenuta dai **ramp-up dei grandi progetti** avviati di recente: Zohr, Noroos, Jangkrik, OCTP, Ochigufu, Nenè fase 2; maggior contributo di Kashagan e di Val d'Agri (fermata nel secondo trimestre 2017) e ingresso in Abu Dhabi.
- **Rafforzamento della presenza in Norvegia** grazie all'accordo di fusione tra la consociata Eni Norge e la società Point Resources che darà vita a un leader nell'upstream del Paese con 180 mila boe/giorno di produzione nel 2018. Il closing è atteso entro fine anno.
- **Dual exploration model:** perfezionata la cessione a Mubadala Petroleum del 10% della concessione di **Shorouk** nell'offshore dell'Egitto dove è in produzione il giacimento a gas Zohr.
- **Principali start-up:** Ochigufu nel Blocco offshore 15/06 in Angola a sostegno del plateau di 150 mila barili/giorno e la fase 2 del giant a gas Bahr Essalam in Libia a soli tre anni dalla FID.
- **Ramp-up Zohr** in Egitto: avviato in tempi record il quarto impianto di trattamento assicurando una capacità produttiva di circa 1,6 bscfd (220 mila boe/g), attesa crescere a circa 2 bscfd a settembre con l'avvio del quinto impianto.
- **Esplorazione:**  
**Scoperte di petrolio** nel Blocco 15/06 in **Angola** e in due prospetti nel bacino del Faghur nel permesso South West Meleihha in **Egitto**.  
**Nuovo acreage esplorativo:** assegnato al 100% il blocco esplorativo offshore di East Ganal in

<sup>1</sup> Al netto dell'entry bonus relativo ai due Concession Agreements negli Emirati Arabi Uniti e degli investimenti di sviluppo del 2018 relativi al 10% di Zohr, che sono stati rimborsati dall'acquirente al closing dell'acquisizione e degli anticipi commerciali incassati per il finanziamento di Zohr.

<sup>2</sup> 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.

Indonesia. Nel semestre assegnati nuovi permessi in Messico, Libano e Marocco per un totale di 22.000 chilometri quadrati di superficie.

**Risorse esplorative:** incrementate per circa 280 milioni di boe nel primo semestre.

- **Importanti progressi nell'avanzamento del Rovuma LNG project** per la valorizzazione delle riserve gas dell'Area 4 in Mozambico: presentato al Governo del Mozambico il "Plan of Development" della prima fase del progetto; in via di definizione i contratti di lungo termine per la commercializzazione del GNL. FID attesa nel 2019.
- Finalizzato **un accordo di cooperazione con Sonatrach** per lo sviluppo di nuove risorse gas in sinergia con gli asset esistenti e per le forniture di gas per l'anno termico 2018-2019.
- **Sviluppo del business Energy Solutions:**
  - firmata la **decisione finale d'investimento** relativa alla realizzazione ed esercizio del sito di Badamsha, **un parco eolico da 50 MW** situato a nord-ovest del Kazakhstan per la fornitura al Paese di energia rinnovabile;
  - nell'ambito dell'accordo di collaborazione tra Eni e GSE per lo sviluppo delle rinnovabili, è stato presentato il progetto **dell'impianto fotovoltaico della capacità di 26 MWp** in fase di realizzazione presso il polo industriale di Assemini (Cagliari). L'impianto fa parte del Progetto Italia, l'insieme di iniziative che Eni sta realizzando allo scopo di valorizzare, in ottica sostenibile, le proprie aree industriali dismesse, in particolare nel Mezzogiorno.
- Indice di **frequenza infortuni totali registrabili** della forza lavoro in miglioramento del 17,1% rispetto al primo semestre 2017.
- **Emissione di GHG rispetto alla produzione operata** del settore E&P: 0,153 tCO<sub>2</sub>eq/tep, in miglioramento del 6,7% rispetto al semestre di confronto.

## Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

		Primo semestre	
		2018	2017
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	36.071	33.690
Utile (perdita) operativo		5.038	2.674
Utile (perdita) operativo adjusted <sup>(a)</sup>		4.944	2.853
Utile (perdita) netto adjusted <sup>(a) (b)</sup>		1.745	1.207
- per azione <sup>(c)</sup>	(€)	0,48	0,34
- per ADR <sup>(c) (d)</sup>	(\\$)	1,16	0,74
Utile (perdita) netto <sup>(b)</sup>		2.198	983
- per azione <sup>(c)</sup>	(€)	0,61	0,27
- per ADR <sup>(c) (d)</sup>	(\\$)	1,48	0,58
Utile (perdita) complessivo <sup>(b)</sup>	(€ milioni)	3.583	(2.725)
Flusso di cassa netto da attività operativa	(€ milioni)	5.220	4.638
Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale d'esercizio ed escludendo l'utile (perdita) di magazzino <sup>(a)</sup>		5.542	4.881
Investimenti tecnici		4.502	4.923
di cui: ricerca esplorativa		161	284
sviluppo riserve di idrocarburi		3.158	4.309
Totale attività a fine periodo		118.344	117.820
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		50.471	48.929
Indebitamento finanziario netto		9.897	15.467
Capitale investito netto		60.368	64.396
di cui: Exploration & Production		50.466	54.455
Gas & Power		3.527	3.949
Refining & Marketing e Chimica		8.238	7.003
Leverage	(%)	20	32
Gearing		16	24
Coverage		8,1	5,5
Current ratio		1,4	1,3
Debt coverage		52,7	30,0
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	15,91	13,16
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.601,1	3.601,1
Capitalizzazione di borsa <sup>(e)</sup>	(€ miliardi)	57,3	47,4

(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 nell'esercizio. 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.

		<b>Primo semestre</b>	
		<b>2018</b>	<b>2017</b>
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	31.923	33.227
di cui: - donne		7.397	7.741
- all'estero		11.009	12.388
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	24,9	24,3
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,29	0,35
- dipendenti		0,37	0,27
- contrattisti		0,25	0,38
Fatality index	(infortuni mortali/ora lavorate) x 100.000.000	1,83	0,66
Oil spill operativi	(barili)	653	2.829
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	21,14	20,53
di cui: - da combustione e processo		16,28	15,88
- da fugitive di metano		0,67	0,51
- da flaring		3,37	3,27
- da venting		0,82	0,87
Costi di ricerca e sviluppo	(€ milioni)	91	72
<b>Exploration &amp; Production</b>			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	12.083	12.186
Produzione di idrocarburi <sup>(a)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	1.865	1.783
- petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	883	830
- gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	152	147
Produzione venduta <sup>(a)</sup>	(milioni di boe)	316	299
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi <sup>(a)</sup>	(\$/boe)	45,02	32,73
Acqua di formazione reiniettata	(%)	60	60
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	11,78	11,19
Community investment	(€ milioni)	23	27
<b>Gas &amp; Power</b>			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	3.130	4.219
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	40,52	41,91
- in Italia		20,96	19,88
- internazionali		19,56	22,03
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	17,71	17,76
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	5,35	5,54
<b>Refining &amp; Marketing e Chimica</b>			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.941	10.915
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	11,79	11,45
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa		4,10	4,19
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	864	869
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	4.884	4.628
Vendite di prodotti petrolchimici		2.540	2.374
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	79	77
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	4,01	3,79
Emissioni di SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO <sub>2</sub> eq)	2,37	2,51

(a) 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			
		2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Produzioni</b>					
Petrolio	mgl di barili/g	883	830	53	6,4
Gas naturale	mln di metri cubi/g	152	147	5	3,4
<b>Idrocarburi</b>	mgl di boe/g	<b>1.865</b>	<b>1.783</b>	<b>82</b>	<b>4,6</b>
<b>Prezzi medi di realizzo</b>					
Petrolio	\$/barile	65,35	46,90	18,45	39,3
Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	159,46	124,61	34,85	28,0
<b>Idrocarburi</b>	\$/boe	<b>45,02</b>	<b>32,73</b>	<b>12,29</b>	<b>37,5</b>

La **produzione di idrocarburi** del primo semestre 2018 è stata di 1.865 milioni di boe/giorno con una crescita del 4,6% rispetto al primo semestre 2017. La performance riflette il contributo dei ramp-up dei progetti del 2017 in particolare in Indonesia, Egitto, Congo e Ghana e degli start-up 2018 (per un contributo complessivo di 263 mila boe/giorno), le maggiori produzioni di Kashagan e Val d'Agri (per effetto del fermo nel secondo trimestre 2017), nonché l'ingresso nei due Concession Agreement offshore in produzione di Lower Zakum (5%) e Umm Shaif/Nasr (10%) negli Emirati Arabi Uniti. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dai minori entitlements nei PSA per l'effetto prezzo, dalle fermate programmate e non in Libia, Regno Unito e Norvegia, nonché dal declino di giacimenti maturi. Escludendo l'effetto prezzo nei contratti PSA (circa 14 mila boe/giorno), la produzione è in crescita del 5,4%.

La **produzione di petrolio** è stata di 883 mila barili/giorno, con una crescita di 53 mila barili/giorno, pari al 6,4%, rispetto al primo semestre 2017 dovuta ai ramp-up del periodo e all'ingresso nelle attività produttive degli Emirati Arabi Uniti parzialmente compensati dall'effetto prezzo e dal declino dei giacimenti maturi.

La **produzione di gas naturale** è stata di 152 milioni di metri cubi/giorno con una crescita di 5 milioni di metri cubi/giorno, pari al 3,4% rispetto al primo semestre del 2017 per effetto dei ramp-up/start-up parzialmente compensati dalle fermate produttive.

La **produzione venduta di idrocarburi** è stata di 315,5 milioni di boe. La differenza di 22 milioni di boe rispetto alla produzione di 337,5 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas destinati all'autoconsumo (18,8 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

#### Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Nel primo semestre 2018 Eni ha condotto operazioni in 47 paesi. Al 30 giugno 2018, il portafoglio minerario di Eni consiste in 751 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 422.696 chilometri quadrati in quota Eni (414.918 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2017). Nel primo semestre 2018 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Libano, Messico, Marocco e Norvegia per una superficie di circa 22.000 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Australia, Cina, Egitto, Indonesia e Norvegia per circa 14.400 chilometri quadrati; e (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Angola, Cipro, Egitto, Indonesia, Irlanda, Nigeria e Stati Uniti per complessivi 200 chilometri quadrati.

Nel semestre sono stati ultimati 10 nuovi pozzi esplorativi (6,8 in quota Eni), a fronte di 7 pozzi (4,7 in quota Eni) del primo semestre 2017.

#### PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	2018	2017
<b>Produzione di idrocarburi</b> <sup>(a)(b)</sup>		mgl di boe/g	<b>1.865</b>	<b>1.783</b>
Italia		143	127	
Resto d'Europa		201	210	
Africa Settentrionale		430	467	
Egitto		275	225	
Africa Sub-Sahariana		351	324	
Kazakhstan		137	139	
Resto dell'Asia		164	101	
America		143	168	
Australia e Oceania		21	22	
<b>Produzione venduta</b> <sup>(a)</sup>		mln di boe	<b>315,5</b>	<b>298,7</b>

#### PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	2018	2017
<b>Produzione di petrolio e condensati</b> <sup>(a)</sup>		mgl di barili/g	<b>883</b>	<b>830</b>
Italia		64	46	
Resto d'Europa		120	116	
Africa Settentrionale		150	148	
Egitto		79	71	
Africa Sub-Sahariana		249	227	
Kazakhstan		88	86	
Resto dell'Asia		66	57	
America		65	76	
Australia e Oceania		2	3	

#### PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	2018	2017
<b>Produzione di gas naturale</b> <sup>(a)(b)</sup>		mln di metri cubi/g	<b>152</b>	<b>147</b>
Italia		12	12	
Resto d'Europa		13	15	
Africa Settentrionale		43	49	
Egitto		30	24	
Africa Sub-Sahariana		16	15	
Kazakhstan		8	8	
Resto dell'Asia		15	7	
America		12	14	
Australia e Oceania		3	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 gas naturale utilizzata come autoconsumo (16 e 14,2 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2018 e 2017, rispettivamente).

## Progetto di fusione Eni Norge AS e Point Resources AS

Nell'ambito della strategia di rafforzamento della presenza di Eni in paesi quali la Norvegia, appartenenti all'area OCSE e con ulteriore potenziale nell'upstream, è stato definito il progetto di fusione della società Point Resources AS in Eni Norge AS, che darà vita a nuova società denominata Vår Energi AS. L'operazione il cui closing è atteso entro fine anno all'ottenimento delle autorizzazioni da parte delle competenti Autorità, prevede un aumento di capitale di Eni Norge a beneficio dei soci di Point Resources. Il concambio negoziato determina le partecipazioni azionarie di Eni e degli azionisti di Point Resources nella nuova entità pari al 69,6% e 30,4%, rispettivamente. I meccanismi di governance concordati configurano il controllo congiunto dei due soci su Vår Energi AS. Pertanto alla data del closing, Eni procederà al deconsolidamento delle attività e passività di Eni Norge rilevando il fair value della partecipazione mantenuta nella nuova entità che sarà contabilizzata in base al metodo del patrimonio netto. Nelle more dell'operazione considerando che è in atto un piano per la cessione del controllo di una subsidiary in cambio di un'interessenza di non-controllo, Eni Norge sarà rappresentata e rilevata come asset held for sale in base allo IFRS 5.

Le finalità dell'operazione per Eni sono il rafforzamento della struttura operativa nel Paese e l'estensione/differenziazione del portafoglio minerario che offrirà una crescita produttiva superiore a quella del portafoglio attuale.

Infatti, la nuova entità sarà una società leader nel settore dell'esplorazione e produzione di idrocarburi in Norvegia, che farà leva sulla combinazione dei rispettivi punti di forza delle società d'origine.

Il portafoglio della nuova società comprenderà 17 giacimenti di olio e gas con un'ampia copertura geografica, dal Mare di Barents al Mare del Nord, e avrà una produzione nel 2018 di circa 180 mila boe/giorno. La società avrà riserve e risorse per oltre 1.250 milioni di boe.

La produzione è destinata a raggiungere 250 mila boe/giorno nel 2023, in previsione dello sviluppo di più di 500 milioni di boe da dieci asset esistenti e con un prezzo di breakeven inferiore a 30 \$/bl. In totale la società ha in programma nei prossimi cinque anni investimenti per circa \$8 miliardi, per portare a regime questi progetti, rivitalizzare i giacimenti più maturi e effettuare nuove esplorazioni. La presenza estesa nelle acque norvegesi consentirà alla società di espandere ulteriormente il suo portafoglio sia attraverso future gare per l'assegnazione di licenze esplorative, sia attraverso operazioni di fusioni e acquisizioni.

L'operazione avrà fin da subito effetti positivi sui principali indicatori operativi e finanziari consolidati di Eni (riserve, free cash flow e cash neutrality) mentre la produzione, in leggera contrazione negli anni 2019-2020, crescerà successivamente.

Infine, Eni disporrà di un diritto di "first offer" quando i fondi di private equity decideranno di uscire dalla joint venture.

## Gas & Power

### Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 38,80 miliardi di metri cubi con un calo di 1,20 miliardi di metri cubi, pari al 3%, rispetto al primo semestre 2017.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (35,96 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 93% del totale, sono diminuiti di 1,52 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2017 (-4,1%), per effetto dei minori volumi approvvigionati in Algeria (-1,01 miliardi di metri cubi), Libia (-0,58 miliardi di metri cubi) e Russia (-0,57 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati da maggiori acquisti in Indonesia anche per maggiori disponibilità di gas da produzione upstream. Gli approvvigionamenti in Italia (2,84 miliardi di metri cubi) si incrementano del 12,7% rispetto al periodo di confronto per effetto delle maggiori forniture equity.

	mld di metri cubi	Primo semestre		
		2018	2017	Var. ass.
<b>ITALIA</b>		<b>2,84</b>	<b>2,52</b>	<b>0,32</b>
Russia	13,29	13,86	(0,57)	(4,1)
Algeria (incluso il GNL)	6,48	7,49	(1,01)	(13,5)
Libia	1,80	2,38	(0,58)	(24,4)
Paesi Bassi	2,40	2,50	(0,10)	(4,0)
Norvegia	3,74	4,06	(0,32)	(7,9)
Regno Unito	1,02	1,29	(0,27)	(20,9)
Ungheria	0,02	0,02		
Qatar (GNL)	1,42	1,22	0,20	16,4
Altri acquisti di gas naturale	3,11	3,65	(0,54)	(14,8)
Altri acquisti di GNL	2,68	1,01	1,67	..
<b>ESTERO</b>	<b>35,96</b>	<b>37,48</b>	<b>(1,52)</b>	<b>(4,1)</b>
<b>TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>	<b>38,80</b>	<b>40,00</b>	<b>(1,20)</b>	<b>(3,0)</b>
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,38	0,83	(0,45)	(54,2)
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,07)	(0,30)	0,23	76,7
<b>DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>	<b>39,11</b>	<b>40,53</b>	<b>(1,42)</b>	<b>(3,5)</b>
<b>Disponibilità per la vendita delle società collegate</b>	<b>1,41</b>	<b>1,38</b>	<b>0,03</b>	<b>2,2</b>
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA</b>	<b>40,52</b>	<b>41,91</b>	<b>(1,39)</b>	<b>(3,3)</b>

### Vendite

		Primo Semestre		
		2018	2017	Var. ass.
PSV	€/mgl di metri cubi	242	206	36
TTF		225	180	45
<b>Vendite di gas naturale</b>	mld di metri cubi			
Italia		20,96	19,88	1,08
Resto d'Europa		15,42	19,76	(4,34)
di cui: Importatori in Italia		1,38	1,93	(0,55)
Mercati europei		14,04	17,83	(3,79)
Resto del Mondo		4,14	2,27	1,87
<b>Totale vendite gas mondo</b>		<b>40,52</b>	<b>41,91</b>	<b>(1,39)</b>
di cui: vendite di GNL		5,40	3,50	1,90
<b>Vendita di energia elettrica</b>	terawattora	<b>17,71</b>	<b>17,76</b>	<b>(0,05)</b>

Nel primo semestre 2018 le **vendite di gas naturale** di 40,52 miliardi di metri cubi sono diminuite del 3,3% rispetto al primo semestre 2017. Le vendite in Italia sono aumentate del 5,4% a 20,96 miliardi di metri cubi per effetto di maggiori volumi commercializzati all'hub, al settore termoelettrico e grossisti in parte compensati dalle minori vendite al settore residenziale e PMI. Le vendite nei mercati europei (14,04 miliardi di metri cubi) hanno registrato una riduzione del 21,3% principalmente per effetto della scadenza

di alcuni contratti long-term e short-term in particolare in Germania/Austria a seguito delle operazioni di razionalizzazione del portafoglio.

Le **vendite di energia elettrica** pari a 17,71 TWh nel primo semestre 2018 sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto.

	mld di metri cubi	Primo semestre		
		2018	2017	Var. ass.
<b>Vendite delle società consolidate</b>		<b>38,94</b>	<b>40,17</b>	<b>(1,23)</b>
Italia (inclusi autoconsumi)	20,96	19,88	1,08	5,4
Resto d'Europa	14,42	18,61	(4,19)	(22,5)
Extra Europa	3,56	1,68	1,88	..
<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>		<b>1,58</b>	<b>1,74</b>	<b>(0,16)</b>
Resto d'Europa	1,00	1,15	(0,15)	(13,0)
Extra Europa	0,58	0,59	(0,01)	(1,7)
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>	<b>40,52</b>	<b>41,91</b>	<b>(1,39)</b>	<b>(3,3)</b>

### Vendite di GNL

	mld di metri cubi	Primo semestre		
		2018	2017	Var. ass.
Europa	2,4	2,5	(0,1)	(4,0)
Extra Europa	3,0	1,0	2,0	..
<b>Totale vendite GNL</b>	<b>5,4</b>	<b>3,5</b>	<b>1,9</b>	<b>54,3</b>

Le vendite di GNL (5,4 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente da Indonesia, Qatar, Nigeria ed Oman e commercializzato principalmente in Europa, Giappone, Pakistan e Cina.

## Refining & Marketing e Chimica

		Primo Semestre			
		2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Standard Eni Refining Margin (SERM)</b>	\$/barile	<b>3,5</b>	<b>4,7</b>	<b>(1,2)</b>	<b>(24,8)</b>
Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	10,35	10,06	0,29	2,9
Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		1,44	1,39	0,05	3,3
<b>Totale lavorazioni</b>		<b>11,79</b>	<b>11,45</b>	<b>0,34</b>	<b>3,0</b>
Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	92	86	6	
Lavorazioni green	mln ton	0,13	0,10	0,03	30,0
<b>Marketing</b>					
<b>Vendite rete Europa</b>	mln ton	<b>4,10</b>	<b>4,19</b>	<b>(0,09)</b>	<b>(2,1)</b>
Quota mercato rete Italia	%	24,1	24,2	(0,1)	
<b>Vendite extrarete Europa</b>	mln ton	<b>5,04</b>	<b>5,12</b>	<b>(0,08)</b>	<b>(1,6)</b>
<b>Chimica</b>					
<b>Vendite prodotti petrolchimici</b>	mgl ton	<b>2.540</b>	<b>2.374</b>	<b>166</b>	<b>7,0</b>
Tasso utilizzo impianti	%	79	77	3	

### Refining & Marketing

Nel primo semestre 2018 il **marginale Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 3,5 \$/barile (-24,8% rispetto ai 4,7 \$/barile del primo semestre 2017) a causa della contrazione degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera che riflette il repentino aumento del costo del barile.

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 11,79 milioni di tonnellate in aumento rispetto al primo semestre 2017 (+3%) per effetto delle maggiori lavorazioni presso Sannazzaro e Taranto, per l'indisponibilità di alcuni impianti nel 2017 e all'estero, in parte compensate da minori lavorazioni presso le raffinerie di Milazzo e Livorno. Migliorato il tasso di utilizzo delle raffinerie (92%) in aumento di 6 punti percentuali.

I **volumi di lavorazione green** presso la bio-raffineria di Venezia sono in aumento per effetto principalmente della fermata programmata occorsa nel primo semestre 2017.

		Primo semestre			
		2018	2017	Var. ass.	Var. %
Rete	mln ton	2,88	2,96	(0,08)	(2,7)
Extrarete		3,57	3,66	(0,09)	(2,5)
Petrochimica		0,49	0,40	0,09	23,5
Altre vendite		5,63	5,57	0,06	1,1
<b>Vendite in Italia</b>		<b>12,58</b>	<b>12,59</b>	<b>(0,02)</b>	<b>(0,1)</b>
Rete resto d'Europa		1,22	1,23	(0,01)	(0,7)
Extrarete resto d'Europa		1,47	1,46	0,01	0,6
Extrarete mercati extra europei		0,23	0,22	0,01	4,5
Altre vendite		0,57	0,68	(0,11)	(16,5)
<b>Vendite all'estero</b>		<b>3,49</b>	<b>3,59</b>	<b>(0,10)</b>	<b>(2,8)</b>
<b>VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b>		<b>16,06</b>	<b>16,18</b>	<b>(0,12)</b>	<b>(0,7)</b>

Nel primo semestre 2018, le **vendite di prodotti petroliferi** (16,06 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,12 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2017 (-0,7%).

Le **vendite rete in Italia** pari a 2,88 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione del 2,7%, in particolare sul segmento autostradale e convenzionato, a causa della debolezza dei consumi e della pressione competitiva. La quota di mercato del semestre di 24,1% è sostanzialmente in linea con il periodo di confronto (24,2%).

Al 30 giugno 2018, la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.261 stazioni di servizio, con un decremento rispetto all'anno precedente (4.310 stazioni di servizio al 31 dicembre 2017) per effetto del saldo negativo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (38 unità) e chiusure di impianti a basso erogato (11 unità).

L'erogato medio (771 mila litri) è in lieve diminuzione di 6 mila litri rispetto al primo semestre 2017 (777 mila litri).

Le **vendite extrarete in Italia** pari a 3,57 milioni di tonnellate sono in diminuzione del 2,5% rispetto al primo semestre 2017 per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati di gasolio, in parte compensati dalle maggiori vendite di jet fuel.

Le **vendite al settore Petrolchimica** (0,49 milioni di tonnellate) registrano un incremento del 23,5%.

Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** sono in linea rispetto al primo semestre 2017; i maggiori volumi commercializzati in Spagna e Germania sono state in parti compensati da minori vendite in Francia, Svizzera e Austria.

Le **altre vendite in Italia e all'estero** (6,20 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea con il primo semestre 2017.

Vendite rete ed extrarete per prodotto/canale	mln ton	Primo semestre		
		2018	2017	Var. ass.
<b>Italia</b>		<b>6,45</b>	<b>6,62</b>	<b>(0,17)</b>
<b>Vendite rete</b>		<b>2,88</b>	<b>2,96</b>	<b>(0,08)</b>
Benzina	0,70	0,74	(0,04)	(5,4)
Gasolio	1,97	2,01	(0,04)	(2,0)
GPL	0,19	0,19		
Altri prodotti	0,02	0,02		
<b>Vendite extrarete</b>		<b>3,57</b>	<b>3,66</b>	<b>(0,09)</b>
Gasolio	1,47	1,65	(0,18)	(10,9)
Oli combustibili	0,04	0,04		
GPL	0,11	0,11		
Benzina	0,20	0,22	(0,02)	(9,1)
Lubrificanti	0,04	0,04		
Bunker	0,42	0,42		
Jet fuel	0,96	0,87	0,09	10,3
Altri prodotti	0,33	0,31	0,02	6,5
<b>Estero (rete + extrarete)</b>		<b>2,92</b>	<b>2,91</b>	<b>0,01</b>
Benzina	0,63	0,58	0,05	8,6
Gasolio	1,61	1,57	0,04	2,5
Jet fuel	0,19	0,26	(0,07)	(25,8)
Oli combustibili	0,08	0,07	0,01	14,3
Lubrificanti	0,05	0,05		
GPL	0,25	0,25		
Altri prodotti	0,10	0,12	(0,02)	(16,7)
<b>TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE</b>		<b>9,37</b>	<b>9,53</b>	<b>(0,16)</b>
				<b>(1,7)</b>

## Chimica

	mgl ton	Primo semestre		
		2018	2017	Var. ass.
Intermedi	3.663	3.397	266	7,8
Polimeri	1.221	1.231	(10)	(0,8)
<b>Produzioni</b>	<b>4.884</b>	<b>4.628</b>	<b>256</b>	<b>5,5</b>
Consumi e perdite	(2.461)	(2.347)	(114)	4,9
Acquisti e variazioni rimanenze	117	93	24	25,8
<b>Vendite</b>	<b>2.540</b>	<b>2.374</b>	<b>166</b>	<b>7,0</b>

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 4.884 mila tonnellate sono aumentate di 256 mila tonnellate (+5,5%). I principali incrementi hanno riguardato i siti di Priolo (+11%) per effetto della fermata occorsa nel 2017, Mantova (+4%) essenzialmente sui prodotti del fenolo e derivati e Porto Marghera (+7%) per l'ottimizzazione della marcia dell'impianto cracking, nonché nei siti esteri in Ungheria (+12%) e Regno Unito (+5%) per minori fermate non programmate.

Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 2.540 mila tonnellate sono aumentate del 7% principalmente nel business degli intermedi, stirenici ed elastomeri grazie alla maggiore disponibilità di prodotto rispetto al primo semestre 2017.

In aumento le vendite di intermedi (+13%) per effetto del minor consumo interno del polietilene e per la maggiore disponibilità di prodotto a seguito dell'ottimizzazione di marcia degli impianti di Porto Marghera. Il fenolo e derivati prodotti presso lo stabilimento di Mantova hanno registrato un incremento dell'8% grazie alle maggiori vendite nel settore dei policarbonati. Le vendite degli stirenici sono in lieve crescita rispetto al primo semestre del 2017 (+2%) trainati dalla maggiore domanda dello stirolo monomero, che ha più che compensato la riduzione dei polimeri stirenici. Le vendite di polietilene sono in diminuzione del 6% a causa della maggiore offerta di prodotto nel mercato europeo rispetto al 2017.

I **prezzi medi unitari di vendita** sono stati complessivamente inferiori del 5% rispetto al primo semestre del 2017, nonostante il forte aumento del costo delle materie prime registrato nel secondo trimestre del 2018.

Infatti, ancorché i prezzi di etilene e propilene (prodotti alla base del ciclo integrato) abbiano parzialmente seguito il rialzo della virgin nafta, la debolezza del mercato del polietilene e il riassorbimento su valori storici del butadiene e del benzene hanno più che compensato tale incremento.

## Commento ai risultati e altre informazioni

	€ milioni)	Primo Semestre			
		2018	2017	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	36.071	33.690	2.381	7,1	
Altri ricavi e proventi	838	626	212	33,9	
Costi operativi	(28.231)	(27.628)	(603)	(2,2)	
Altri proventi e oneri operativi	89	17	72	..	
Ammortamenti	(3.606)	(3.777)	171	4,5	
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(102)	(61)	(41)	(67,2)	
Radiazioni	(21)	(193)	172	89,1	
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>5.038</b>	<b>2.674</b>	<b>2.364</b>	<b>88,4</b>	
Proventi (oneri) finanziari	(621)	(485)	(136)	(28,0)	
Proventi netti su partecipazioni	474	147	327	..	
<b>Utile (perdita) prima delle imposte</b>	<b>4.891</b>	<b>2.336</b>	<b>2.555</b>	<b>..</b>	
Imposte sul reddito	(2.686)	(1.351)	(1.335)	(98,8)	
<i>Tax rate (%)</i>	<i>54,9</i>	<i>57,8</i>	<i>(2,9)</i>		
<b>Utile (perdita) netto</b>	<b>2.205</b>	<b>985</b>	<b>1.220</b>	<b>..</b>	
<i>di competenza:</i>					
- Eni	2.198	983	1.215	..	
- Interessenze di terzi:	7	2	5	..	

## Risultati reported

Nel primo semestre 2018 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €2.198 milioni, oltre il doppio del risultato del primo semestre 2017 (€983 milioni). Tale incremento è stato trainato dalla robusta performance operativa della E&P che ha beneficiato del rafforzamento del prezzo del petrolio (+36% l'incremento medio del riferimento Brent rispetto al primo semestre 2017), trainato dalla ripresa economica globale, e della crescita delle produzioni di idrocarburi, attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+12% in media). Anche il settore G&P ha registrato un significativo incremento dell'utile operativo per effetto dell'azione di ristrutturazione dei contratti di approvvigionamento long-term, dei minori costi di logistica e delle ottime performance dei business power e GNL, quest'ultimo anche grazie alle sinergie con l'upstream e alla capacità di cogliere i picchi di prezzo rilevati in Asia nella prima parte dell'anno.

I business R&M e Chimica sono stati penalizzati da uno scenario di mercato sfavorevole a causa del repentino aumento del costo della carica petrolifera non riflesso nei prezzi di vendita e della pressione competitiva da parte di flussi di prodotti più economici provenienti da Medio Oriente e USA; tali trend particolarmente accentuati nel secondo trimestre hanno determinato la flessione del 25% del margine di raffinazione e marcate riduzioni degli spread dei principali prodotti chimici rispetto alla carica (margine del cracker -44%; margine del polietilene -52%). L'impatto dello scenario è stato attenuato dall'ottimizzazione impiantistica, dalla maggiore regolarità di marcia che ha consentito recuperi di volumi e dalle azioni di efficienza.

Al miglioramento della performance operativa (+€2.364 milioni) si aggiunge quello della gestione finanziaria e delle partecipazioni (+€191 milioni) che riflette in particolare la rivalutazione della partecipazione in Angola LNG, in parte assorbita dalla svalutazione dei crediti finanziari relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero che ha avuto esito negativo. Tali incrementi sono stati in parte compensati dalle maggiori imposte sul reddito (+€1.335 milioni), in presenza di una flessione di circa 3 punti percentuali del tax rate di gruppo reported (54,9%) dovuta alla maggiore incidenza di proventi non imponibili.

## Risultati adjusted

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>5.038</b>	<b>2.674</b>	<b>2.364</b>	<b>88,4</b>	
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(354)	(7)			
Esclusione special item <sup>(a)</sup>	260	186			
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>4.944</b>	<b>2.853</b>	<b>2.091</b>	<b>73,3</b>	
Dettaglio per settore di attività					
<i>Exploration &amp; Production</i>	4.827	2.260	2.567	..	
<i>Gas &amp; Power</i>	430	192	238	..	
<i>Refining &amp; Marketing e Chimica</i>	144	541	(397)	(73,4)	
<i>Corporate e altre attività</i>	(331)	(275)	(56)	(20,4)	
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato <sup>(b)</sup></i>	(126)	135	(261)		
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>	<b>2.198</b>	<b>983</b>	<b>1.215</b>	<b>..</b>	
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(251)	(6)			
Esclusione special item <sup>(a)</sup>	(202)	230			
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>	<b>1.745</b>	<b>1.207</b>	<b>538</b>	<b>44,6</b>	

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

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

Nel primo semestre 2018 l'**utile operativo adjusted** di €4.944 milioni, in crescita del 73%, è stato trainato dalla solida performance della E&P che ha conseguito l'utile operativo adjusted di €4.827 milioni pari a oltre il doppio, per effetto del rafforzamento dello scenario petrolifero (+36% l'incremento del riferimento Brent) e della crescita produttiva, attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+12%). Il settore G&P ha conseguito l'utile operativo di €430 milioni, più che raddoppiato rispetto al 2017 per effetto di ulteriori azioni sui contratti long-term, della riduzione dei costi di logistica e del buon andamento dei business power e GNL. Il settore R&M e Chimica ha registrato un peggioramento della performance operativa (-73,4%) a causa dello scenario particolarmente sfavorevole, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti da iniziative di ottimizzazione e di efficienza e dal migliore tasso di utilizzo degli impianti.

L'incremento in valore assoluto di circa €2,1 miliardi è dovuto per €1,4 miliardi all'effetto complessivamente positivo dello scenario e per €0,7 miliardi alla crescita delle produzioni e alle azioni di efficienza e di ottimizzazione.

Il **risultato netto adjusted** di €1.745 milioni è aumentato del 45% rispetto al primo semestre 2017. L'incremento dell'utile operativo è stato in parte assorbito dalla riduzione del contributo delle iniziative in joint venture e dall'aumento di circa 5 punti percentuali del tax rate al 60,7%, trainato dalla E&P che riflette la crescita dell'imponibile in paesi a più elevata fiscalità rispetto a quella media e l'indeducibilità dei costi relativi a un'iniziativa esplorativa d'insuccesso.

## Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €260 milioni con il seguente break-down per settore:

- **E&P:** oneri netti di €259 milioni rappresentati principalmente da un onere connesso alla definizione di un arbitrato relativo a un contratto di acquisto di servizi di rigassificazione long-term, che ha stabilito la termination del contratto e delle relative fee annuali a carico Eni e il riconoscimento alla controparte di un ammontare equitativo di €282 milioni (al quale si aggiungono interessi per €18 milioni), la svalutazione di asset a gas per allinearli al fair value di vendita (€58 milioni), l'adeguamento del fondo rischi in relazione a dispute contrattuali (€45 milioni), un accantonamento al fondo svalutazione di crediti

per il recupero dei costi d'investimento e d'altra natura nei confronti di una controparte di Stato per allineare il valore recuperabile al probabile esito di una rinegoziazione in corso. I proventi special comprendono principalmente la plusvalenza (€323 milioni al netto di assignement bonus e altri oneri) sulla cessione del 10% della concessione di Shorouk nell'offshore dell'Egitto a Mubadala Petroleum, società di stato degli Emirati Arabi Uniti.

- **G&P:** proventi netti di €125 milioni rappresentati da: la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €170 milioni) e la svalutazione per allineamento al fair value delle attività di distribuzione gas in Ungheria la cui dismissione è stata conclusa nel giugno 2018 (€6 milioni). Inoltre gli special item includono la riclassifica nell'utile operativo del saldo positivo di €37 milioni relativo ai 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.
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €107 milioni rappresentati da: 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 (€35 milioni) e oneri ambientali (€79 milioni).

Gli special item non operativi comprendono principalmente l'effetto d'imposta di quelli operativi, la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (€102 milioni), nonché la ripresa di valore (€423 milioni) della partecipazione nella società Angola LNG dovuta al miglioramento degli economics del progetto.

## Analisi delle voci del conto economico

### Ricavi

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		11.824	9.326	2.498	26,8
Gas & Power		26.777	25.652	1.125	4,4
Refining & Marketing e Chimica		11.991	10.859	1.132	10,4
- Refining & Marketing		9.661	8.461	1.200	14,2
- Chimica		2.615	2.601	14	0,5
- Elisioni		(285)	(203)	(82)	
Corporate e altre attività		744	687	57	8,3
Elisioni di consolidamento		(15.265)	(12.834)	(2.431)	
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>36.071</b>	<b>33.690</b>	<b>2.381</b>	<b>7,1</b>
<b>Altri ricavi e proventi</b>		<b>838</b>	<b>626</b>	<b>212</b>	<b>33,9</b>
<b>Totale ricavi</b>		<b>36.909</b>	<b>34.316</b>	<b>2.593</b>	<b>7,6</b>

I ricavi complessivi ammontano a €36.909 milioni, evidenziando un incremento del 7,6%. I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2018 (€36.071 milioni) sono aumentati di €2.381 milioni rispetto al primo semestre 2017 (+7,1%) grazie alla ripresa dei prezzi delle commodity energetiche.

## Proventi (oneri) finanziari netti

	Primo Semestre		
	(€ milioni)	2018	2017
		Var. ass.	
<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>		<b>(282)</b>	<b>(425)</b>
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(311)	(381)	70
- Interessi attivi verso banche	9	4	5
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	17	(51)	68
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	3	3	
<b>Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati</b>		<b>(273)</b>	<b>524</b>
- Strumenti finanziari derivati su valute	(304)	503	(807)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	31	21	10
<b>Differenze di cambio</b>		<b>233</b>	<b>(517)</b>
<b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>		<b>(325)</b>	<b>(104)</b>
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	86	66	20
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(128)	(144)	16
- Altri proventi (oneri) finanziari	(283)	(26)	(257)
		<b>(647)</b>	<b>(522)</b>
<b>Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale</b>		<b>26</b>	<b>37</b>
		<b>(621)</b>	<b>(485)</b>
			<b>(136)</b>

Gli **oneri finanziari netti** di €621 milioni aumentano di €136 milioni rispetto al primo semestre 2017. I principali driver sono stati: (i) la variazione negativa del fair value dei derivati su cambi (-€807 milioni) le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39, e delle differenze cambio (+€750 milioni), il cui impatto netto (-€57 milioni) riflette la repentina svalutazione del dollaro USA nella parte finale del semestre; e (ii) l'incremento degli altri oneri finanziari a seguito della svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero che ha avuto esito negativo (€220 milioni).

## Proventi (oneri) netti su partecipazione

	Primo Semestre		
	(€ milioni)	2018	2017
		Var. ass.	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	401	85	316
Dividendi	79	69	10
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	(6)		(6)
Altri proventi (oneri) netti		(7)	7
		<b>474</b>	<b>147</b>
			<b>327</b>

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €474 milioni e riguardano:

- le quote di competenza dei risultati di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €401 milioni principalmente nel settore E&P, in relazione alla ripresa di valore di €423 milioni degli asset di Angola LNG dovuta al miglioramento degli economics del progetto. Inoltre sulla partecipazione del 31% in Saipem SpA valutata all'equity è stato registrato nel segmento corporate e altre attività un onere da valutazione di €100 milioni in considerazione degli esiti dell'impairment test che ha scontato nei flussi di cassa futuri associati all'uso della partecipazione la debolezza strutturale del business perforazioni offshore a causa dell'eccesso di offerta, approccio selettivo delle oil major e pressione competitiva sui margini;
- le minusvalenze nette realizzate sulla cessione di partecipazioni (€6 milioni) relative al disinvestimento di attività di distribuzione del gas in Ungheria del settore G&P;
- i dividendi di €79 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€54 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co (€21 milioni).

## Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono raddoppiate a €2.686 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile ante imposte (+€2.555 milioni rispetto al primo semestre 2017). Il tax rate si normalizza al 54,9% rispetto al 57,8% del primo semestre 2017 per effetto della maggiore incidenza di proventi non imponibili. Il tax rate adjusted si attesta al 60,7%, in aumento di 5 punti percentuali trainato dalla E&P che riflette la crescita dell'imponibile in paesi a più elevata fiscalità rispetto a quella media e l'indeducibilità dei costi relativi a un'iniziativa esplorativa di insuccesso.

## Stato patrimoniale riclassificato<sup>(a)</sup>

(€ milioni)	30 Giugno 2018	31 Dicembre 2017	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>	<b>68.333</b>	<b>71.415</b>	<b>(3.082)</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>			
Rimanenze	4.719	4.621	98
Crediti commerciali	10.658	10.182	476
Debiti commerciali	(10.518)	(10.890)	372
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.313)	(2.387)	74
Fondi per rischi e oneri	(11.736)	(13.447)	1.711
Altre attività (passività) d'esercizio	356	287	69
	<b>(8.834)</b>	<b>(11.634)</b>	<b>2.800</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(1.064)</b>	<b>(1.022)</b>	<b>(42)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>	<b>1.933</b>	<b>236</b>	<b>1.697</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>60.368</b>	<b>58.995</b>	<b>1.373</b>
Patrimonio netto degli azionisti Eni	50.418	48.030	2.388
Interessenze di terzi	53	49	4
<b>Patrimonio netto</b>	<b>50.471</b>	<b>48.079</b>	<b>2.392</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>9.897</b>	<b>10.916</b>	<b>(1.019)</b>
<b>COPERTURE</b>	<b>60.368</b>	<b>58.995</b>	<b>1.373</b>
Leverage	0,20	0,23	(0,03)
Gearing	0,16	0,18	(0,02)

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

Al 30 giugno 2018, il **capitale immobilizzato** diminuisce di €3.082 milioni a €68.333 milioni per effetto principalmente della riclassifica ad attività destinate alla vendita degli asset della controllata Eni Norge a seguito dell'accordo di fusione firmato a luglio con gli azionisti di Point Resources. L'incremento derivante dagli investimenti di periodo (€4.502 milioni) e dall'effetto cambio positivo di €1.351 milioni è stato parzialmente compensato da ammortamenti e svalutazioni (€3.708 milioni). In aumento la voce "Partecipazioni" (+€1.125 milioni) per effetto del diverso criterio di valutazione delle partecipazioni minoritarie previsto dallo IFRS 9 e della rivalutazione della partecipazione nella società Angola LNG.

Il **capitale di esercizio netto** (-€8.834 milioni) aumenta di €2.800 milioni per effetto della riduzione del fondo rischi ed oneri dovuto alla riclassifica del fondo abbandono di Eni Norge alle attività destinate alla vendita, nonché della variazione della stima del fondo abbandono e ripristino siti per effetto dell'incremento della curva dei tassi di attualizzazione.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€1.933 milioni) riguardano essenzialmente: (i) la società Eni Norge AS a seguito dell'avvio da parte del management di un piano di

business combination con la società Point Resources AS, il cui perfezionamento, atteso entro fine 2018, comporterà la perdita del controllo Eni sulla consociata; (ii) la società Trinidad and Tobago Ltd che detiene una quota di un progetto a gas; nonché (iii) la società Eni Croatia BV titolare di quote di progetti gas in Croazia.

**Il patrimonio netto** (€50.471 milioni) aumenta di €2.392 milioni per effetto dell'utile netto del periodo e delle differenze cambio positive dalla conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (€1.194 milioni) che riflette l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+3% per i cambi di fine periodo: 1,165 al 30 giugno 2018 vs. 1,2 al 31 dicembre 2017) parzialmente assorbiti dal pagamento del saldo dividendo 2017 (€1.443 milioni).

**L'indebitamento finanziario netto<sup>1</sup>** al 30 giugno 2018 è pari a €9.897 milioni in riduzione rispetto al 2017 (-€1.019 milioni).

**Il leverage<sup>2</sup>** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,20 al 30 giugno 2018, in riduzione rispetto allo 0,23 del 31 dicembre 2017.

---

<sup>1</sup> Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 29.

<sup>2</sup> 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.

## Posizione finanziaria netta e cash flow operativo<sup>(a)</sup>

(€ milioni)	Primo Semestre		
	2018	2017	var. ass.
<b>Utile (perdita) netto</b>	<b>2.205</b>	<b>985</b>	<b>1.220</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	3.663	4.522	(859)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(418)	(336)	(82)
- dividendi, interessi e imposte	2.783	1.523	1.260
Variazione del capitale di esercizio	(676)	(250)	(426)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(2.337)	(1.806)	(531)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>5.220</b>	<b>4.638</b>	<b>582</b>
<b>Investimenti tecnici</b>	<b>(4.502)</b>	<b>(4.923)</b>	<b>421</b>
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(131)	(50)	(81)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	1.261	624	637
Altre variazioni relative all'attività di investimento	693	239	454
<b>Free cash flow</b>	<b>2.541</b>	<b>528</b>	<b>2.013</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa <sup>(b)</sup>	(59)	(104)	45
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(974)	322	(1.296)
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.443)	(1.443)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	12	(38)	50
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>77</b>	<b>(735)</b>	<b>812</b>

(€ milioni)	Primo Semestre		
	2018	2017	var. ass.
<b>Free cash flow</b>	<b>2.541</b>	<b>528</b>	<b>2.013</b>
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	(72)	224	(296)
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.443)	(1.443)	
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>1.019</b>	<b>(691)</b>	<b>1.710</b>

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

(b) La voce include gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(€ milioni)	Primo Semestre		
	2018	2017	var. ass.
<b>Investimenti:</b>			
- titoli	(319)	(74)	(245)
- crediti finanziari	(111)	(77)	(34)
	<b>(430)</b>	<b>(151)</b>	<b>(279)</b>
<b>Disinvestimenti:</b>			
- titoli	21	24	(3)
- crediti finanziari	350	23	327
	<b>371</b>	<b>47</b>	<b>324</b>
<b>Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa</b>	<b>(59)</b>	<b>(104)</b>	<b>45</b>

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del semestre è stato di €5.220 milioni. Sul flusso di cassa del semestre ha inciso il minore volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al quarto trimestre 2017 (circa €700 milioni).

Il flusso di cassa operativo prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione è pari a €5.542 milioni, con un incremento del 14% rispetto al primo semestre 2017 (€4.881 milioni). Tale performance è stata influenzata negativamente dalla rilevazione di un onere

relativo alla definizione di un arbitrato (€300 milioni), da un accantonamento straordinario per perdite su crediti in sofferenza nel settore E&P (€69 milioni) e da oneri connessi alla cessione del 10% di Zohr sostanzialmente da considerarsi a riduzione delle dismissioni. Al netto di tali oneri il flusso di cassa prima della variazione del circolante si ridetermina in €5.989 milioni.

I fabbisogni per gli investimenti (tecnici e in partecipazioni) del periodo sono stati di €4.633 milioni, che si rideterminano in €3,69 miliardi al netto del bonus di ingresso nei due Concession Agreement in produzione negli Emirati Arabi Uniti (€723 milioni), della quota di investimenti 2018 relativi al 10% del giacimento Zohr (€159 milioni) oggetto di cessione con efficacia economica retroattiva a inizio esercizio, che sono stati rimborsati a Eni da parte del buyer al closing della transazione avvenuto a fine giugno, nonché degli anticipi commerciali incassati per il finanziamento di Zohr (€50 milioni). Il grado di copertura organica degli investimenti del primo semestre 2018 è stato del 141%.

Le dismissioni del periodo di €1.261 milioni hanno riguardato il 10% del progetto Zohr, asset non strategici della E&P e le attività di distribuzione gas in Ungheria. Le altre variazioni relative all'attività d'investimento (€693 milioni) hanno riguardato l'incasso delle rate di prezzo differite relative alla cessione degli interest del 10% e del 30% del progetto Zohr realizzate nel 2017 (€439 milioni) e l'incremento dei debiti per attività d'investimento in relazione all'avanzamento di Zohr.

Al netto di tali flussi e del pagamento del saldo dividendo 2017 di €1.443 milioni, la gestione ha generato un surplus di circa €1,1 miliardi utilizzato per ripagare il debito finanziario.

## Investimenti tecnici

(€ milioni)	Primo Semestre			
	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	4.061	4.615	(554)	(12,0)
- <i>acquisto di riserve proved e unproved</i>	723		723	..
- <i>ricerca esplorativa</i>	161	284	(123)	(43,3)
- <i>sviluppo</i>	3.158	4.309	(1.151)	(26,7)
- <i>altro</i>	19	22	(3)	(13,6)
Gas & Power	97	49	48	98,0
Refining & Marketing e Chimica	324	251	73	29,1
- <i>Refining &amp; Marketing</i>	257	179	78	43,6
- <i>Chimica</i>	67	72	(5)	(6,9)
Corporate e altre attività	28	16	12	75,0
Elisioni di consolidamento	(8)	(8)		
<b>Investimenti tecnici</b>	<b>4.502</b>	<b>4.923</b>	<b>(421)</b>	<b>(8,6)</b>

Nel primo semestre 2018 gli **investimenti tecnici** di €4.502 milioni (€4.923 milioni nel primo semestre 2017) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.158 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Norvegia, Libia, Congo, Italia e Angola. L'acquisto di riserve proved e unproved di €723 milioni riguarda il bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione negli Emirati Arabi Uniti;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€223 milioni) finalizzati essenzialmente alla riconversione in green della Raffineria di Gela, al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€34 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€82 milioni).

## Risultati per settore di attività<sup>3</sup>

### Exploration & Production

(€ milioni)	Primo Semestre			
	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>4.568</b>	<b>2.479</b>	<b>2.089</b>	<b>84,3</b>
Esclusione special items	259	(219)	478	
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>4.827</b>	<b>2.260</b>	<b>2.567</b>	..
Proventi (oneri) finanziari netti	(319)	28	(347)	
Proventi (oneri) su partecipazioni	144	187	(43)	
Imposte sul reddito	(2.644)	(1.284)	(1.360)	
tax rate (%)	56,8	51,9	4,9	
<b>Utile (perdita) netta adjusted</b>	<b>2.008</b>	<b>1.191</b>	<b>817</b>	<b>68,6</b>
I risultati includono:				
<b>Costi di ricerca esplorativa:</b>	<b>161</b>	<b>321</b>	<b>(160)</b>	<b>(49,8)</b>
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	128	139	(11)	(7,9)
- radiazione di pozzi di insuccesso	33	182	(149)	(81,9)

Nel primo semestre 2018, il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €4.827 milioni, più che raddoppiato rispetto al semestre 2017 (€2.260 milioni) che riflette il rafforzamento dello scenario petrolifero (+36% la quotazione Brent in dollari) con i prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas in decisa ripresa (+39,3 e +28% rispettivamente) e la crescita produttiva, parzialmente compensati dall'effetto cambio sfavorevole (+12% il cambio EUR/USD).

L'**utile netto adjusted** di €2.008 milioni registra un incremento di €817 milioni rispetto al semestre 2017 (+69%) dovuto alla migliore performance operativa, parzialmente compensata dalla svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero che ha avuto esito negativo (€220 milioni), nonché dall'incremento del tax rate adjusted aumentato di circa 5 punti percentuali per effetto della maggiore incidenza degli utili prodotti in paesi ad elevata fiscalità e dell'indeducibilità dei costi relativi alla citata iniziativa esplorativa di insuccesso. Cash tax rate al 28,4%.

### Gas & Power

(€ milioni)	Primo Semestre			
	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>555</b>	<b>(11)</b>	<b>566</b>	..
Esclusione special item e utile (perdita) da magazzino	(125)	203	(328)	
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>430</b>	<b>192</b>	<b>238</b>	..
Proventi (oneri) finanziari netti	(6)	6	(12)	
Proventi (oneri) su partecipazioni	11	(3)	14	
Imposte sul reddito	(163)	(118)	(45)	
tax rate (%)	37,5	60,5	(23,0)	
<b>Utile (perdita) netta adjusted</b>	<b>272</b>	<b>77</b>	<b>195</b>	..

Nel semestre 2018, il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €430 milioni in netto miglioramento (+€238 milioni) rispetto all'utile operativo adjusted di €192 milioni del semestre 2017. Tale andamento riflette i benefici della complessiva ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento long-

<sup>3</sup> 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.

term, compresi minori costi di logistica, del buon andamento dei business power e degli ottimi risultati nel GNL che è riuscito a cogliere il picco di prezzi registrato in Asia nella prima parte dell'anno.

Il settore ha chiuso il semestre con l'**utile netto adjusted** di €272 milioni, quasi quadruplicato rispetto al semestre 2017.

## Refining & Marketing e Chimica

(€ milioni)	Primo Semestre			
	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>396</b>	<b>397</b>	<b>(1)</b>	<b>(0,3)</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(359)	56	(415)	
Esclusione special item	107	88	19	
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>144</b>	<b>541</b>	<b>(397)</b>	<b>(73,4)</b>
- <i>Refining &amp; Marketing</i>	79	231	(152)	(65,8)
- <i>Chimica</i>	65	310	(245)	(79,0)
Proventi (oneri) finanziari netti	11	2	9	
Proventi (oneri) su partecipazioni	2	1	1	
Imposte sul reddito	(71)	(190)	119	
<i>tax rate (%)</i>	45,2	34,9	10,3	
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>	<b>86</b>	<b>354</b>	<b>(268)</b>	<b>(75,7)</b>

Nel primo semestre 2018 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €144 milioni, in riduzione rispetto all'utile operativo adjusted di €541 milioni conseguito nel primo semestre 2017.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €79 milioni, con una riduzione del 66% rispetto al semestre 2017 per effetto della flessione del margine di raffinazione (-24,8%) a causa dell'incremento della carica petrolifera non riflesso nei prezzi dei prodotti raffinati e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+12%). L'impatto dello scenario è stato attenuato da ottimizzazioni degli assetti e del supply. I risultati del marketing hanno registrato un miglioramento rispetto al primo semestre 2017 per effetto di efficaci politiche commerciali.

La **Chimica** ha registrato l'utile operativo adjusted di €65 milioni con una riduzione del 79% rispetto al semestre 2017. Tale trend riflette la flessione dei margini di intermedi e polietilene a causa dell'aumento del costo della carica petrolifera non recuperato dai prezzi di vendita e della pressione competitiva da parte di flussi di prodotti più economici provenienti da Medio Oriente e USA. Inoltre rileva la circostanza che il primo semestre 2017 aveva beneficiato di prezzi particolarmente sostenuti degli intermedi, principalmente del butadiene e benzene, dovuti a fattori contingenti (minore disponibilità di prodotto nei mercati statunitensi e asiatici).

L'**utile netto adjusted** (€86 milioni) evidenzia una riduzione del 75,7% rispetto al semestre di confronto, per effetto del peggioramento della performance operativa.

## Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

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

### **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'accrual 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.

### **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/debitti 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.

## Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

I semestre 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>4.568</b>	<b>555</b>	<b>396</b>	<b>(350)</b>	<b>(131)</b>	<b>5.038</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(359)		5	(354)
<b>Esclusione special item:</b>						
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
<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>	<b>259</b>	<b>(125)</b>	<b>107</b>	<b>19</b>		<b>260</b>
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>4.827</b>	<b>430</b>	<b>144</b>	<b>(331)</b>	<b>(126)</b>	<b>4.944</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(319)	(6)	11	(334)		(648)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	144	11	2	2		159
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(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>
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>	<b>2.008</b>	<b>272</b>	<b>86</b>	<b>(529)</b>	<b>(85)</b>	<b>1.752</b>
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						7
<b>- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>						<b>1.745</b>
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>						<b>2.198</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(251)
Esclusione special item						(202)
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>						<b>1.745</b>

<sup>(a)</sup> Escludono gli special item.

(€ milioni)		Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
<b>I semestre 2017</b>							
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>2.479</b>	<b>(11)</b>	<b>397</b>	<b>(345)</b>	<b>154</b>	<b>2.674</b>	
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(44)		56		(19)		(7)
<b>Esclusione special item:</b>							
oneri ambientali				24	18		42
svalutazioni (riprese di valore) nette	1	(6)	58	8			61
plusvalenze nette su cessione di asset	(342)		(2)				(344)
accantonamenti a fondo rischi	88			49			137
oneri per incentivazione all'esodo	5	34	3	3			45
derivati su commodity		243	(8)				235
differenze e derivati su cambi	(12)	(94)	(7)				(113)
altro	41	70	20	(8)			123
<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>	<b>(219)</b>	<b>247</b>	<b>88</b>	<b>70</b>		<b>186</b>	
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>2.260</b>	<b>192</b>	<b>541</b>	<b>(275)</b>	<b>135</b>	<b>2.853</b>	
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	28	6	2	(390)			(354)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	187	(3)	1	28			213
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(1.284)	(118)	(190)	127	(38)		(1.503)
<i>Tax rate (%)</i>	51,9	60,5	34,9				55,4
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>	<b>1.191</b>	<b>77</b>	<b>354</b>	<b>(510)</b>	<b>97</b>	<b>1.209</b>	
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							2
<b>- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>						<b>1.207</b>	
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>						<b>983</b>	
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(6)
Esclusione special item							230
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>						<b>1.207</b>	

<sup>(a)</sup> Escludono gli special item.

## Analisi degli special item

(€ milioni)	Primo Semestre	
	2018	2017
Oneri ambientali	152	42
Svalutazioni (riprese di valore) nette	102	61
Plusvalenze nette su cessione di asset	(425)	(344)
Accantonamenti a fondo rischi	345	137
Oneri per incentivazione all'esodo	5	45
Derivati su commodity	(177)	235
Differenze e derivati su cambi	40	(113)
Altro	218	123
<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>	<b>260</b>	<b>186</b>
<b>Oneri (proventi) finanziari</b>	<b>(27)</b>	<b>131</b>
<i>di cui:</i>		
- <i>riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo</i>	(40)	113
<b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>	<b>(315)</b>	<b>66</b>
- <i>svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni</i>	(321)	68
<b>Imposte sul reddito</b>	<b>(120)</b>	<b>(153)</b>
<i>di cui:</i>		
- <i>svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane</i>	(73)	
- <i>fiscalità su special item dell'utile operativo e altro</i>	(47)	(153)
<b>Totalle special item dell'utile (perdita) netto</b>	<b>(202)</b>	<b>230</b>

## 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 2018	31 Dic. 2017	Var. ass.
	2018	2017	2017
Debiti finanziari e obbligazionari	23.991	24.707	(716)
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.954	4.528	426
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.037	20.179	(1.142)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.431)	(7.363)	(68)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.485)	(6.219)	(266)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(178)	(209)	31
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>9.897</b>	<b>10.916</b>	<b>(1.019)</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>	<b>50.471</b>	<b>48.079</b>	<b>2.392</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,20</b>	<b>0,23</b>	<b>(0,03)</b>

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 (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Rif. alle note al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	30 giugno 2018		31 dicembre 2017	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari		59.669		63.158	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.342		1.283	
Attività immateriali		2.992		2.925	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni		4.855		3.730	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 6 e nota 13)	1.640		1.698	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:		(2.165)		(1.379)	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 6)	279		597	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento non correnti	(vedi nota 15)	10		118	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 17)	(2.454)		(2.094)	
<b>Totale Capitale immobilizzato</b>		<b>68.333</b>		<b>71.415</b>	
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze		4.719		4.621	
Crediti commerciali	(vedi nota 6)	10.658		10.182	
Debiti commerciali	(vedi nota 17)	(10.518)		(10.890)	
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:		(2.313)		(2.387)	
- passività per imposte sul reddito correnti		(651)		(472)	
- passività per altre imposte correnti		(2.236)		(1.472)	
- passività per imposte differite		(4.521)		(5.900)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 23)	(101)		(45)	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 17)	(3)		(4)	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 6)	1		1	
- attività per imposte sul reddito correnti		175		191	
- attività per altre imposte correnti		443		729	
- attività per imposte anticipate		4.057		4.078	
- altre attività per imposte	(vedi nota 15)	523		507	
Fondi per rischi ed oneri		(11.736)		(13.447)	
Altre attività (passività), composte da:		356		287	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 6)	56		84	
- altri crediti	(vedi nota 6)	4.471		4.641	
- altre attività (correnti)		3.100		1.573	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 15)	329		698	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 17)	(2.536)		(3.760)	
- altre passività (correnti)		(3.693)		(1.515)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 23)	(1.371)		(1.434)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>		<b>(8.834)</b>		<b>(11.634)</b>	
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>		<b>(1.064)</b>		<b>(1.022)</b>	
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>		<b>1.933</b>		<b>236</b>	
composte da:					
- attività destinate alla vendita		4.931		323	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(2.998)		(87)	
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>		<b>60.368</b>		<b>58.995</b>	
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>		<b>50.471</b>		<b>48.079</b>	
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:		23.991		24.707	
- passività finanziarie a lungo termine		19.037		20.179	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.718		2.286	
- passività finanziarie a breve termine		2.236		2.242	
<b>a dedurre:</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti		(7.431)		(7.363)	
Titoli held-for-trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 5)	(6.485)		(6.219)	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 6)	(178)		(209)	
<b>Totale Indebitamento finanziario netto <sup>(a)</sup></b>		<b>9.897</b>		<b>10.916</b>	
<b>COPERTURE</b>		<b>60.368</b>		<b>58.995</b>	

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

## Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	I semestre 2018		I semestre 2017	
	Valori da schema	Valori da schema riclassificato	Valori da schema	Valori da schema riclassificato
	legale	legale	legale	legale
(€ milioni)				
<b>Utile (perdita) netto</b>		<b>2.205</b>		<b>985</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività				
Ammortamenti e altri componenti non monetari	3.663		4.522	
- ammortamenti	3.606		3.777	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	102		61	
- radiazioni	21		193	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(401)		(85)	
- altre variazioni	299		546	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	36		30	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(418)		(336)
Dividendi, interessi e imposte	2.783		1.523	
- dividendi	(79)		(69)	
- interessi attivi	(100)		(98)	
- interessi passivi	276		339	
- imposte sul reddito	2.686		1.351	
Variazione del capitale di esercizio		(676)		(250)
- rimanenze	(181)		(356)	
- crediti commerciali	(907)		1.032	
- debiti commerciali	(255)		(1.323)	
- fondi per rischi e oneri	(338)		133	
- altre attività e passività	1.005		264	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(2.337)		(1.806)
- dividendi incassati	100		102	
- interessi incassati	25		23	
- interessi pagati	(328)		(311)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(2.134)		(1.620)	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>5.220</b>		<b>4.638</b>
Investimenti tecnici		(4.502)		(4.923)
- attività materiali	(4.386)		(4.796)	
- attività immateriali	(116)		(127)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(131)		(50)
- partecipazioni	(116)		(50)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(15)			
Dismissioni		1.261		624
- attività materiali	1.017		563	
- attività immateriali	5			
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	178			
- partecipazioni	61		61	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		693		239
- investimenti finanziari: titoli	(319)		(74)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(311)		(384)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	320		543	
<b>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</b>	430		151	
- disinvestimenti finanziari: titoli	28		25	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	482		331	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	434		(306)	
<b>riclassifica: disinvestimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</b>	(371)		(47)	
<b>Free cash flow</b>		<b>2.541</b>		<b>528</b>

segue Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	I semestre 2018		I semestre 2017	
	Valori parziali da schema	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema	Valori da schema riclassificato
<b>Free cash flow</b>		<b>2.541</b>		<b>528</b>
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(59)		(104)
<b>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</b>	(430)		(151)	
<b>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</b>	371		47	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(974)		322
- assunzione debiti finanziari non correnti	918		755	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.649)		(269)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(243)		(164)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.443)		(1.443)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.440)		(1.440)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(3)		(3)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	12	12	(45)	(45)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)			7	7
<b>Flusso di cassa netto</b>		<b>77</b>		<b>(735)</b>

# 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. 28 – Garanzie, impegni e rischi del "Bilancio consolidato semestrale abbreviato".

## Rischi connessi alla ciclicità del settore Oil & Gas

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 rispetto al prezzo di piano per il 2018 di 60 \$/bl, per ogni variazione di -/+ 1 \$/bl, l'utile netto consolidato di Gruppo diminuisce/aumenta di circa €200 milioni e il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") si contrae/incrementa di un ammontare equivalente.

Inoltre, un'evoluzione negativa dello scenario o una riduzione strutturale 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 committment. 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 ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo e di andamento in borsa del titolo Eni.

Le aspettative del management sui futuri trend del mercato petrolifero alla data contabile del 30 giugno 2018 sono invariate rispetto alle assunzioni utilizzate per le valutazioni del bilancio 2017. Nel primo semestre 2018 il prezzo del petrolio Brent ha mantenuto il trend di ripresa registrato nell'ultima parte del 2017 segnando un valore medio di circa 70 \$/bl, sostenuto dal migliore bilanciamento tra domanda e offerta globale di greggio, nonché dai fattori geopolitici e supply disruptions (ad es. Venezuela). Considerata l'evoluzione attesa dei fondamentali con la domanda trainata dalla crescita macroeconomica e il possibile deficit di supply a medio termine dovuto alla contrazione degli investimenti delle oil companies durante il downturn, il management ha confermato la previsione di prezzo di lungo termine di 72 \$/bl in termini reali 2021 (73,4 \$ al 2022) adottata nelle valutazioni di recuperabilità del valore di libro delle proprietà oil&gas nel bilancio 2017. Tuttavia, valutati i rischi e le incertezze di tali scenari globali, relativi in particolare alla posizione dell'OPEC, al riaffiorare del rischio geopolitico, alla circostanza che i mercati a futuri del prezzo del greggio rimangono in backwardation, all'evoluzione dei costi marginali e dei rendimenti per rig delle produzioni unconventional USA e all'andamento macroeconomico globale, la direzione aziendale conferma un approccio prudente nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa capital discipline. Per il quadriennio 2018-2021 Eni prevede un programma di investimenti di circa €32 miliardi, in marginale aumento rispetto al piano precedente; circa il 50% della manovra di investimento a fine piano è uncommitted, consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità

finanziaria in caso di repentina mutamenti dello scenario. Per il 2018, Eni prevede un livello di spending di circa €7,7 miliardi.

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. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato nel primo semestre 2018 minori entitlement di produzione rispetto al primo semestre 2017, pari a circa 14 mila boe/giorno, o 750 barili/giorno per ogni dollaro/barile di aumento delle quotazioni del petrolio. Tuttavia tale ratio non può essere estrapolato in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente poiché può condurre a risultati sensibilmente diversi.

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 dei ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima.

Maggiori informazioni su questo tipo di rischio sono fornite nella relazione finanziaria annuale 2017.

### Rischio Paese

Al 31 dicembre 2017 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi e circa il 60% degli approvvigionamenti long-term di gas di Eni provenivano da Paesi non OCSE, principalmente da Africa, Russia, Asia Centrale 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 e l'approvvigionamento di gas.

Nello scenario geopolitico corrente, il Gruppo Eni è esposto al rischio controparte per le attività petrolifere condotte in Venezuela a causa del difficile outlook finanziario del Paese dovuto alla contrazione delle entrate petrolifere, acuito dalle sanzioni USA che hanno limitato l'accesso del Paese ai mercati finanziari. Tale situazione potrebbe compromettere nella parte restante dell'esercizio la capacità dell'Eni di recuperare i crediti commerciali vantati verso le società petrolifere di Stato per le forniture di idrocarburi equity e gli investimenti fatti nel Paese. Nonostante tali criticità, nel corso del primo semestre 2018 Eni ha incassato dalle controparti venezuelane un certo ammontare di fatture per le forniture di gas del progetto Cardon IV alla società di Stato PDVSA, in linea con le ipotesi di expected loss sulla cui base era stato incorporato il rischio controparte nelle valutazioni del bilancio 2017 sulla recuperabilità dei crediti e degli asset Eni nel Paese.

Anche in Nigeria Eni è esposta al rischio controparte a causa delle difficoltà finanziarie delle società di Stato partner di Eni nell'esecuzione di progetti petroliferi in joint venture.

La Libia rimane infine uno dei paesi Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico con possibili impatti sulla sicurezza e regolarità delle attività di estrazione di petrolio e gas.

Maggiori informazioni su questo tipo di rischio sono fornite nella relazione finanziaria annuale 2017.

### Sanction target

Per questo rischio non ci sono sviluppi rispetto a quanto riportato nella relazione finanziaria annuale 2017, salvo un recente ulteriore inasprimento delle sanzioni USA nei confronti del Venezuela che limita la capacità di qualunque entità US di erogare finanziamenti al Venezuela o a sue affiliate aventi come collaterale posizioni debitorie nei confronti del Venezuela, comprese quelle di natura commerciale.

## Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a rischi di carattere economico e operativo, inclusi quelli minerari riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas.

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 commerciabilità. L'attività di sviluppo è soggetta al rischio minerario e ai rischi di cost overrun e di ritardi nell'avvio dei progetti con ricadute negative sui risultati economici e sul cash flow. I livelli futuri di produzione Eni dipendono intrinsecamente 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 e i risultati attesi.

A causa dell'instabilità degli idrocarburi e della complessità delle operazioni di giacimento, 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, esplosione di pozzi, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperatura nel giacimento, 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 e dividendi).

Tali rischi sono particolarmente avvertiti nelle attività svolte nell'offshore profondo e ultra profondo (deep offshore). Nel 2017 Eni ha derivato circa il 53% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Maggiori informazioni su questo tipo di rischio sono fornite nella relazione finanziaria annuale 2017.

## 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, eventi atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoruscite 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.

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 e dividendi).

Inoltre Eni è esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti di proprietà in Italia, 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 il rischio di sostenimento di ulteriori passività ambientali in aggiunta ai fondi stanziati alla data della presente relazione finanziaria semestrale, 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 giudiziari in corso e ad altri fattori di rischio.

Maggiori informazioni su questo tipo di rischio sono fornite nella relazione finanziaria annuale 2017.

### **Rischi e incertezze associati con il quadro competitivo del settore europeo del gas**

Le prospettive del settore europeo della commercializzazione di gas all'ingrosso rimangono deboli a causa dell'eccesso di offerta, alimentato dalla crescente disponibilità di GNL su scala globale, e della modesta dinamica della domanda penalizzata dalla competizione da altre fonti energetiche, in particolare dallo sviluppo delle rinnovabili e dall'economicità del carbone, in un quadro di incertezza istituzionale a livello EU sul tema del ruolo del gas nel mix energetico complessivo. Tra il 2018 e il 2021 si prevede una sostanziale stabilità della domanda gas in Italia e in Europa. Il portafoglio di approvvigionamento di gas di Eni è composto principalmente da contratti di lungo termine con clausola di take-or-pay che espongono il compratore sia al rischio prezzo, nel caso in cui le formule di acquisto non siano allineate con i prezzi prevalente nei mercati spot continentali, sia al rischio volume nel caso di saturazione del mercato. Considerati tali vincoli, i risultati del business wholesale Eni sono esposti alla volatilità del differenziale tra quotazioni spot presso gli hub europei, alle quali è indicizzato la maggior parte del gas approvvigionato, e il prezzo spot all'hub virtuale italiano (PSV), principale riferimento dei prezzi di vendita Eni. In tale scenario 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 e di ridurre i vincoli minimi di prelievo.

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.

Maggiori informazioni su questo tipo di rischio sono fornite nella relazione finanziaria annuale 2017.

### **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 questo rischio non ci sono sviluppi rispetto a quanto riportato nella relazione finanziaria annuale 2017.

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

Per questo rischio non ci sono sviluppi rispetto a quanto riportato nella relazione finanziaria annuale 2017.

### **Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anticorruzione**

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 dovuta al fatto che la stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso 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 anticorruzione nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico e di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anticorruzione, 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 climatico

La crescente sensibilità della società civile e dei governi di tutto il mondo al tema del cambiamento climatico potrebbe generare per un'azienda come Eni, che ricerca, sviluppa e commercializza idrocarburi, rischi operativi e finanziari a breve, medio e lungo termine. A breve-medio termine il management prevede un incremento dei costi operativi e di investimento in relazione all'aspettativa di leggi sempre più severe in campo ambientale finalizzate a ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG), considerati dalla comunità scientifica la principale causa del cambiamento climatico. Il rischio di lungo termine per le oil company è la possibilità che l'adozione di politiche ambientali sempre più severe per il contenimento delle emissioni GHG a livello regionale, nazionale e internazionale potrebbero determinare il declino della domanda globale di idrocarburi e della produzione. Inoltre, breakthrough tecnologici nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili e nell'efficienza dei veicoli elettrici (EV – electric vehicles), potrebbero comportare lo spiazzamento degli idrocarburi. Poiché il business Eni dipende dal livello globale della domanda di idrocarburi, nello scenario in cui le leggi esistenti o quelle future in materia di riduzione delle emissioni, breakthrough tecnologici nel settore delle rinnovabili o l'adozione di massa degli EV determinassero la contrazione della domanda petrolifera, si potrebbero verificare conseguenze negative rilevanti sui risultati, la liquidità e le prospettive di business di Eni, compreso l'andamento del titolo. Gli altri rischi legati al cambiamento climatico comprendono il rischio fisico causato dal verificarsi di fenomeni metereologici estremi quali uragani, inondazioni, monsoni, siccità, innalzamento del livello dei mari, che potrebbero causare interruzioni delle nostre attività con perdita di output e di ricavi e danni rilevanti alle proprietà, nonché il rischio reputazionale legato alla percezione da parte delle istituzioni e dalla comunità civile che le società petrolifere siano i principali responsabili del cambiamento climatico.

In relazione ai rischi descritti, Eni ha definito un percorso di decarbonizzazione e persegue una chiara e definita strategia climatica, integrata al proprio modello di business, che si fonda sulle seguenti leve:

- riduzione delle emissioni dirette di GHG; attraverso progetti volti alla eliminazione del flaring gas, alla riduzione delle emissioni fuggitive di metano ed alla realizzazione di interventi di efficienza energetica;
- portafoglio oil&gas low carbon caratterizzato da progetti convenzionali, sviluppati per fasi e a bassa intensità CO<sub>2</sub>. I nuovi progetti upstream in esecuzione, che rappresentano circa il 65% del totale investimenti di sviluppo del settore nel quadriennio 2018-2021, presentano break-even inferiori a 30 \$/bl, quindi resilienti anche in presenza di scenari low carbon;
- sviluppo dei business green attraverso un impegno crescente nelle energie rinnovabili e la riconversione di una parte delle raffinerie e dei siti petrolchimici a hub per la produzione di carburanti e prodotti da fonti rinnovabili;
- impegno in attività di ricerca scientifica e tecnologica (R&S).

La composizione del portafoglio upstream e la strategia di Eni sono importanti fattori di mitigazione del rischio di stranded asset. In tale ambito, come illustrato nella relazione finanziaria annuale e nella DNF 2017 alla quale si rinvia per maggiori informazioni, il management ha sottoposto ad analisi di sensitività il valore di libro di tutte le CGU (Cash Generating Unit) del settore E&P sulla base dello scenario IEA SDS; tale stress test ha evidenziato la sostanziale tenuta dei valori di libro degli asset, con una riduzione di circa il 4% del fair value complessivo.

## Evoluzione prevedibile della gestione

### Exploration & Production

**Produzione di idrocarburi:** prevista una crescita del 4% nell'anno 2018 vs. 2017 allo scenario di budget di 60 \$/bl, corrispondente a un livello di circa 1,9 milioni di boe/giorno. Tale incremento sarà sostenuto dal ramp-up degli avvii 2017 in particolare in Egitto, Indonesia e Ghana, dal maggior contributo dei giacimenti Kashagan, Goliat e Val d'Agri, dagli start-up di nuovi progetti in particolare in Angola, Libia e Ghana, e dal contributo dell'iniziativa negli Emirati Arabi, in parte compensati prevalentemente dai declini delle produzioni mature.

### Gas & Power

**Consolidamento della redditività:** rivista al rialzo la guidance di utile operativo adjusted a circa €400 milioni, nonostante la stagionalità del business che vede il terzo trimestre come il più debole dell'anno.

**Vendite gas:** previste in flessione, in linea con la riduzione degli impegni contrattuali long-term in acquisto e vendita. Crescita dei volumi contrattati di GNL a fine anno a circa 9 milioni di tonnellate.

### Refining & Marketing e Chimica

**Previsto margine di raffinazione di breakeven a circa 3 \$/barile a fine 2018** con il riavvio dell'impianto EST a Sannazzaro.

**Lavorazioni in conto proprio delle raffinerie** previste stabili per migliori performance delle raffinerie di Sannazzaro e Livorno, penalizzate nel 2017 da fermate non programmate, compensate da riduzioni su Taranto e Milazzo. In crescita le produzioni di green diesel presso Venezia. In aumento il tasso di utilizzo degli impianti.

**Vendite rete** sostanzialmente in linea con il 2017 sia in Italia sia nei mercati Europa. La quota di mercato Italia è prevista stabile intorno al 24%.

**Versalis:** previsto riequilibrio dei margini particolarmente compressi nel secondo trimestre 2018 a causa del repentino aumento della virgin nafta. Vendite previste in crescita in tutte le linee di business per maggiore disponibilità di prodotto e per minori manutenzioni programmate ed accidentalità.

### Gruppo

**Cash neutrality:** confermata la copertura degli investimenti e del dividendo allo scenario Brent di circa 55 \$/barile nel 2018.

**Capex:** confermata la guidance a €7,7 miliardi per il 2018.

## 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 2018 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Canada Holding Ltd, Eni Turkmenistan Ltd ed Eni Ghana Exploration and Production Ltd. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

### **Patto parasociale tra Eni e CDP**

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato di non disdire il patto parasociale di Eni e CDP su Saipem che pertanto si rinnoverà automaticamente, a partire dal 22 gennaio 2019, per un ulteriore triennio.

### **Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre**

Non si segnalano fatti di rilievo dopo la chiusura.



## Bilancio consolidato semestrale abbreviato 2018

- 42 Schemi contabili
- 47 Note al bilancio consolidato
- 98 Attestazione del management**
- 99 Relazione della Società di revisione**

# Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	30.06.2018		31.12.2017		
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
<b>ATTIVITA'</b>						
<b>Attività correnti</b>						
Disponibilità liquide ed equivalenti		7.431		7.363		
Attività finanziarie destinate al trading	(5)	6.485		6.012		
Attività finanziarie disponibili per la vendita				207		
Crediti commerciali e altri crediti	(6)	15.670	896	15.737	907	
Rimanenze	(7)	4.719		4.621		
Attività per imposte sul reddito correnti		175		191		
Attività per altre imposte correnti		443		729		
Altre attività correnti	(8) (24)	3.100	82	1.573	30	
		<b>38.023</b>		<b>36.433</b>		
<b>Attività non correnti</b>						
Immobili, impianti e macchinari	(9)	59.669		63.158		
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo		1.342		1.283		
Attività immateriali	(10)	2.992		2.925		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(12)	3.893		3.511		
Altre partecipazioni	(12)	962		219		
Altre attività finanziarie	(13)	1.613	1.189	1.675	1.214	
Attività per imposte anticipate	(14)	4.057		4.078		
Altre attività non correnti	(15) (24)	862	104	1.323	46	
		<b>75.390</b>		<b>78.172</b>		
<b>Attività destinate alla vendita</b>	(25)	<b>4.931</b>		<b>323</b>		
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>		<b>118.344</b>		<b>114.928</b>		
<b>PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>						
<b>Passività corrente</b>						
Passività finanziarie a breve termine	(16)	2.236	154	2.242	164	
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(20)	2.718		2.286		
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	15.511	3.464	16.748	2.808	
Passività per imposte sul reddito correnti	(18)	651		472		
Passività per altre imposte correnti		2.236		1.472		
Altre passività correnti	(19) (24)	3.693	86	1.515	60	
		<b>27.045</b>		<b>24.735</b>		
<b>Passività non corrente</b>						
Passività finanziarie a lungo termine	(20)	19.037		20.179		
Fondi per rischi e oneri	(21)	11.736		13.447		
Fondi per benefici ai dipendenti		1.064		1.022		
Passività per imposte differite	(22)	4.521		5.900		
Altre passività non corrente	(23) (24)	1.472	23	1.479	23	
		<b>37.830</b>		<b>42.027</b>		
<b>Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita</b>	(25)	<b>2.998</b>		<b>87</b>		
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>		<b>67.873</b>		<b>66.849</b>		
<b>PATRIMONIO NETTO</b>	(26)					
<b>Interessenze di terzi</b>		<b>53</b>		<b>49</b>		
<b>Patrimonio netto di Eni:</b>						
Capitale sociale		4.005		4.005		
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		394		183		
Altre riserve		44.402		42.490		
Azioni proprie		(581)		(581)		
Acconto sul dividendo				(1.441)		
Utile (perdita) netto del periodo		2.198		3.374		
<b>Totale patrimonio netto di Eni</b>		<b>50.418</b>		<b>48.030</b>		
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>		<b>50.471</b>		<b>48.079</b>		
<b>TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>		<b>118.344</b>		<b>114.928</b>		

# Conto economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2018		I semestre 2017	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>RICAVI</b>					
Ricavi della gestione caratteristica	(29)	36.071	626	33.690	990
Altri ricavi e proventi		838	3	626	4
<b>Totale ricavi</b>		<b>36.909</b>		<b>34.316</b>	
<b>COSTI</b>					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(30)	(26.448)	(4.210)	(25.882)	(5.049)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti		(232)		(184)	
Costo lavoro		(1.551)	(12)	(1.562)	(11)
Altri proventi (oneri) operativi		89	186	17	183
Ammortamenti		(3.606)		(3.777)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali		(102)		(61)	
Radiazioni		(21)		(193)	
<b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>		<b>5.038</b>		<b>2.674</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>					
Proventi finanziari	(31)	2.349	3	2.272	67
Oneri finanziari		(2.714)	(1)	(3.230)	(19)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		17		(51)	
Strumenti finanziari derivati		(273)		524	
		<b>(621)</b>		<b>(485)</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>					
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(32)	401		85	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		73		62	
		<b>474</b>		<b>147</b>	
<b>UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE</b>		<b>4.891</b>		<b>2.336</b>	
Imposte sul reddito	(33)	(2.686)		(1.351)	
<b>UTILE (PERDITA) DEL PERIODO</b>		<b>2.205</b>		<b>985</b>	
<b>Di competenza:</b>					
- azionisti Eni		2.198		983	
- Interessenze di terzi		7		2	
		<b>2.205</b>		<b>985</b>	
<b>Utile per azione sull'utile del periodo di competenza degli azionisti Eni</b>					
(ammontari in € per azione)	(34)				
- semplice		0,61		0,27	
- diluito		0,61		0,27	

## Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	I semestre 2018	I semestre 2017
<b>Utile (perdita) del periodo</b>		<b>2.205</b>	<b>985</b>
<b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:</b>			
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		1.194	(3.512)
Variazione fair value delle attività finanziarie, diverse dalle partecipazioni, con effetti a OCI	(26)		2
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	278	(325)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	(20)	51
Effetto fiscale	(26)	(67)	76
		<b>1.385</b>	<b>(3.708)</b>
<b>Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>		<b>1.385</b>	<b>(3.708)</b>
<b>Totale utile (perdita) complessivo del periodo</b>		<b>3.590</b>	<b>(2.723)</b>
<b>Di competenza:</b>			
- azionisti Eni		3.583	(2.725)
- Interessenze di terzi		7	2
		<b>3.590</b>	<b>(2.723)</b>

# Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni															
(€ milioni)	None	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) netto del periodo	Intersessenze di terzi	Totali patrimonio netto
<b>Saldi 31 dicembre 2016</b>	4.005	959	581	189	4	(112)	211	10.319	(581)	40.367	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086
<b>Utile del primo semestre 2017</b>											983	983	2	985	
<b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>															
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro									(3.512)				(3.512)		(3.512)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale							2					2		2	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(249)							(249)		(249)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto								51				51		51	
(249)	2							(3.512)				(3.708)		(3.708)	
<b>Utile (perdita) complessivo del periodo</b>	<b>(249)</b>	<b>2</b>	<b>51</b>	<b>(3.512)</b>						<b>983</b>	<b>(2.725)</b>	<b>2</b>	<b>(2.723)</b>		
<b>Operazioni con gli azionisti</b>															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2016 di €0,40 per azione)										1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)	
Attribuzione del dividendo di altre società													(3)	(3)	
Destinazione perdita residua 2016									(4.345)			4.345			
									(4.345)	1.441	1.464	(1.440)	(3)	(1.443)	
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>															
Altre variazioni									9			9		9	
									9			9		9	
<b>Saldi al 30 giugno 2017</b>	<b>4.005</b>	<b>959</b>	<b>581</b>	<b>(60)</b>	<b>6</b>	<b>(112)</b>	<b>262</b>	<b>6.807</b>	<b>(581)</b>	<b>36.031</b>	<b>983</b>	<b>48.881</b>	<b>48</b>	<b>48.929</b>	
<b>Utile del secondo semestre 2017</b>											<b>2.391</b>	<b>2.391</b>	<b>1</b>	<b>2.392</b>	
<b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>															
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>															
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(4)				(4)		(4)	
								(4)				(4)		(4)	
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								2	(2.063)			(2.061)		(2.061)	
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale						(6)						(6)		(6)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						243						243		243	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto								18				18		18	
						243	(6)	2	18	(2.063)		(1.806)		(1.806)	
<b>Utile (perdita) complessivo del periodo</b>	<b>243</b>	<b>(6)</b>	<b>(2)</b>	<b>18</b>	<b>(2.063)</b>						<b>2.391</b>	<b>581</b>	<b>1</b>	<b>582</b>	
<b>Operazioni con gli azionisti</b>															
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)										(1.441)		(1.441)		(1.441)	
										(1.441)		(1.441)		(1.441)	
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>															
Altre variazioni								74	(65)			9		9	
								74	(65)			9		9	
<b>Saldi al 31 dicembre 2017</b>	<b>(26)</b>	<b>4.005</b>	<b>959</b>	<b>581</b>	<b>183</b>	<b>(114)</b>	<b>280</b>	<b>4.818</b>	<b>(581)</b>	<b>35.966</b>	<b>(1.441)</b>	<b>3.374</b>	<b>48.030</b>	<b>49</b>	<b>48.079</b>
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)		(2)								245		245		245	
<b>Saldi al 1° gennaio 2018</b>	<b>4.005</b>	<b>959</b>	<b>581</b>	<b>183</b>	<b>(114)</b>	<b>280</b>	<b>4.818</b>	<b>(581)</b>	<b>36.211</b>	<b>(1.441)</b>	<b>3.374</b>	<b>48.275</b>	<b>49</b>	<b>48.324</b>	
<b>Utile del primo semestre 2018</b>											2.198	2.198	7	2.205	
<b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:</b>															
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>															
Differenza 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			(26)			211						211		211	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			(26)					(20)				(20)		(20)	
			211			(20)	1.194					1.385		1.385	
<b>Utile (perdita) complessivo del periodo</b>	<b>211</b>	<b>(20)</b>	<b>1.194</b>								<b>2.198</b>	<b>3.583</b>	<b>7</b>	<b>3.590</b>	
<b>Operazioni con gli azionisti</b>															
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)	
<b>Saldi al 30 giugno 2018</b>	<b>(26)</b>	<b>4.005</b>	<b>959</b>	<b>581</b>	<b>394</b>	<b>(114)</b>	<b>260</b>	<b>6.012</b>	<b>(581)</b>	<b>36.704</b>	<b>2.198</b>	<b>50.418</b>	<b>53</b>	<b>50.471</b>	

# Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2018	I semestre 2017
<b>Utile (perdita) del periodo</b>		2.205	985
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operative:			
Ammortamenti	(30)	3.606	3.777
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	(30)	102	61
Radiazioni	(30)	21	193
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(32)	(401)	(85)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(418)	(336)
Dividendi	(32)	(79)	(69)
Interessi attivi		(100)	(98)
Interessi passivi		276	339
Imposte sul reddito	(33)	2.686	1.351
Altre variazioni		299	546
Variazioni del capitale di esercizio:			
- <i>rimanenze</i>		(181)	(356)
- <i>crediti commerciali</i>		(907)	1.032
- <i>debiti commerciali</i>		(255)	(1.323)
- <i>fondi per rischi e oneri</i>		(338)	133
- <i>altre attività e passività</i>		1.005	264
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(676)	(250)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		36	30
Dividendi incassati		100	102
Interessi incassati		25	23
Interessi pagati		(328)	(311)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.134)	(1.620)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>5.220</b>	<b>4.638</b>
<b>- di cui verso parti correlate</b>	(36)	<b>(1.798)</b>	<b>(1.660)</b>
Investimenti:			
- <i>attività materiali</i>	(9)	(4.386)	(4.796)
- <i>attività immateriali</i>	(10)	(116)	(127)
- <i>imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</i>	(27)	(15)	
- <i>partecipazioni</i>	(12)	(116)	(50)
- <i>titoli</i>		(319)	(74)
- <i>crediti finanziari</i>		(311)	(384)
- <i>variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale</i>		320	543
Flusso di cassa degli investimenti		(4.943)	(4.888)
Disinvestimenti:			
- <i>attività materiali</i>		1.017	563
- <i>attività immateriali</i>		5	
- <i>imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute</i>	(27)	178	
- <i>partecipazioni</i>		61	61
- <i>titoli</i>		28	25
- <i>crediti finanziari</i>		482	331
- <i>variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento</i>		434	(306)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		2.205	674
<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>		<b>(2.738)</b>	<b>(4.214)</b>
<b>- di cui verso parti correlate</b>	(36)	<b>(1.136)</b>	<b>(1.660)</b>
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(20)	918	755
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(20)	(1.649)	(269)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(16)	(243)	(164)
		(974)	322
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.440)	(1.440)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(3)
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>		<b>(2.417)</b>	<b>(1.121)</b>
<b>- di cui verso parti correlate</b>	(36)	<b>(11)</b>	<b>(1)</b>
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)			7
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		12	(45)
<b>Flusso di cassa netto del periodo</b>		<b>77</b>	<b>(735)</b>
<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo</b>		<b>7.363</b>	<b>5.674</b>
<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo <sup>(a)</sup></b>		<b>7.440</b>	<b>4.939</b>

<sup>(a)</sup> Le disponibilità liquide ed equivalenti al 30 giugno 2018 comprendono €9 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 2018 (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 2018 indicati nella sezione "Principi contabili di recente emanazione" di detta relazione. In particolare, ai fini del bilancio semestrale rilevano le disposizioni dell'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" e dei relativi chiarimenti forniti dallo IASB e riportati nel documento "Chiarimenti dell'IFRS 15 Ricavi provenienti da contratti con i clienti" (di seguito IFRS 15) e dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (di seguito IFRS 9), sinteticamente riportate nel prosieguo.

Le disposizioni dell'IFRS 15 forniscono i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con la clientela prevedendo che la rilevazione dei ricavi sia basata sui seguenti 5 step: (i) identificazione del contratto con il cliente<sup>1</sup>; (ii) identificazione delle performance obligation rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso. Il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time).

L'adozione dell'IFRS 15 ha comportato: (i) la capitalizzazione, tra le attività immateriali, dei costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento; (ii) la rilevazione dei ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method) in luogo delle quantità prodotte di spettanza (entitlement method).

Le disposizioni dell'IFRS 9 relativamente alla classificazione e valutazione delle attività finanziarie prevedono le seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La classificazione di un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito dipende dalle caratteristiche dei flussi di cassa derivanti dall'attività finanziaria e dal modello di business adottato. In particolare, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect); differentemente sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) se il modello di business prevede la possibilità di operare cessioni prima della scadenza dello strumento finanziario (cd. business model hold to collect and sell).

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading.

<sup>1</sup> Le disposizioni dell'IFRS 15 definiscono il cliente come la parte che pone in essere un contratto per l'acquisizione, dietro pagamento di un corrispettivo, di beni o servizi che rappresentano l'output delle attività ordinarie di un soggetto fornitore.

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti OCI senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente sono rilevati a conto economico i dividendi provenienti da tali partecipazioni. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

I derivati impliciti (embedded derivatives), incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono più oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali di classificazione degli strumenti finanziari. I derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) uno strumento distinto con le medesime caratteristiche del derivato implicito soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al FVTPL.

Le disposizioni dell'IFRS 9 richiedono l'applicazione dell'expected credit loss model per la valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie sulla base di un approccio predittivo; in particolare, con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, le perdite attese sono state generalmente determinate sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (c.d. Exposure At Default, EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (c.d. Probability of Default, PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (c.d. Loss Given Default, LGD), sulla base delle esperienze pregresse e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Al riguardo, per la determinazione della probability of default delle controparti sono stati adottati i rating interni già utilizzati ai fini dell'affidamento; per le controparti rappresentate da Entità Statali ed in particolare per le 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.

Per la clientela retail, non caratterizzata da rating interni, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster appropriati ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti.

Inoltre, con riferimento alla qualificazione delle operazioni come di copertura, le disposizioni dell'IFRS 9 richiedono: (i) la presenza di una relazione economica tra oggetto coperto e strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore; (ii) la circostanza che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (iii) la definizione di un rapporto tra oggetto coperto e strumento di copertura (cd. hedge ratio) coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, operando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

L'adozione dell'IFRS 9 ha inoltre comportato l'aggiornamento degli schemi di bilancio essenzialmente con riferimento alle voci del conto economico, prevedendo l'apertura di una specifica voce per accogliere le svalutazioni/riprese di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti (denominata "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti"<sup>2</sup>) e la ridenominazione della voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette" in "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali".

Coerentemente con le disposizioni dello IAS 34, le note al bilancio sono presentate in forma sintetica.

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

<sup>2</sup> In precedenza tali componenti erano rilevate all'interno della voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi". Conseguentemente, sebbene non esplicitamente richiesto dalle disposizioni transitorie dell'IFRS 9, tali componenti relative al periodo posto a confronto, determinate secondo il precedente principio IAS 39, sono state riclassificate all'interno della nuova voce.

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 2018" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 26 luglio 2018, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della EY SpA.

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

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

## 2 Modifica dei criteri contabili

Con i regolamenti n. 2016/1905 e 2017/1987 emessi dalla Commissione Europea, rispettivamente, in data 22 settembre 2016 e 31 ottobre 2017 sono stati omologati l'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" e il documento "Chiarimenti dell'IFRS 15 Ricavi provenienti da contratti con i clienti" che definiscono i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con la clientela.

L'IFRS 15 è stato adottato dal 1° gennaio 2018, 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 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement dei periodi precedenti posti a confronto. In particolare, l'adozione dell'IFRS 15 ha comportato una riduzione del patrimonio netto di €49 milioni derivante da:

- (i) una variazione negativa di €103 milioni (€259 milioni al lordo dell'effetto fiscale) per il settore Exploration & Production relativa alla rappresentazione dei ritiri di prodotto superiori o inferiori alla quota di spettanza nell'iniziativa mineraria (cd. lifting imbalance) con la rilevazione dei ricavi in base alle effettive quantità vendute (cd. sales method), anziché sulla base delle quote di spettanza (cd. entitlement method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute. L'adozione del sales method comporta inoltre che le posizioni di underlifting (prelievi inferiori alla quota di spettanza) e di overlifting (prelievi superiori alla quota spettanza) rappresentate come crediti e debiti secondo l'entitlement method siano riclassificate nelle altre attività e passività;
- (ii) una variazione positiva di €60 milioni (€87 milioni al lordo dell'effetto fiscale) relativa alla capitalizzazione dei costi connessi con l'acquisizione della clientela del settore Gas & Power al netto del relativo ammortamento;
- (iii) una variazione negativa di €6 milioni delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

L'IFRS 9, omologato con il regolamento n. 2016/2067 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2016, è stato adottato a partire dal 1° gennaio 2018. Come consentito dalle disposizioni transitorie del principio contabile, anche in considerazione della complessità di rideterminare i valori all'inizio del primo esercizio presentato senza l'uso di elementi noti successivamente, gli effetti della prima applicazione dell'IFRS 9 in materia di classificazione e valutazione, ivi incluso l'impairment, delle attività finanziarie, sono stati rilevati nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, senza effettuare il restatement dei periodi precedenti posti a confronto; relativamente all'hedge accounting, l'adozione delle nuove disposizioni non ha prodotto effetti significativi.

In particolare, l'adozione dell'IFRS 9 ha comportato un incremento del patrimonio netto di €294 milioni riferibile per €681 milioni all'allineamento al fair value delle partecipazioni minoritarie precedentemente valutate al costo, parzialmente assorbito dalle maggiori svalutazioni per effetto dell'adozione dell'expected credit loss model per €356 milioni di crediti commerciali e altri crediti (€427 milioni al lordo dell'effetto

fiscale) e dalla riduzione del valore di iscrizione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto per €31 milioni.

Come indicato nella sezione "Criteri di redazione", relativamente alla valutazione delle partecipazioni minoritarie, Eni si è avvalsa della possibilità di designare le partecipazioni minoritarie, possedute al 1° gennaio 2018, come attività valutate al FVTOCI.

Inoltre, con riferimento alla classificazione e valutazione delle attività finanziarie, Eni si è avvalsa della possibilità di riclassificare il portafoglio di attività finanziarie precedentemente classificate come disponibili per la vendita, all'interno delle attività finanziarie valutate al FVTPL (€207 milioni), tenendo conto dei fatti e delle circostanze esistenti al 1° gennaio 2018.

Il breakdown degli effetti quantitativi e delle riclassifiche<sup>3</sup> sopracitati, derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2018<sup>4</sup>, dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15, è di seguito riportato:

(€ milioni)	1° gennaio 2018					Totale effetti prima applicazione	Dati rieposti 01.01.2018
	Dati pubblicati 31.12.2017	Applicazione IFRS 9	Applicazione IFRS 15	Riclassifiche			
<b>Voci di bilancio</b>							
Attività correnti	36.433	(427)	(372)			(799)	35.634
- di cui: Attività finanziarie destinate al trading	6.012				207	207	6.219
- di cui: Attività finanziarie disponibili per la vendita	207				(207)	(207)	
- di cui: Crediti commerciali e altri crediti	15.737	(427)	(372)	(466)	(1.265)	14.472	
- di cui: Altre attività correnti	1.573			466	466	2.039	
Attività non correnti	78.172	721	247		968	79.140	
- di cui: Attività immateriali	2.925		87		87	87	3.012
- di cui: Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.511	(31)	(6)		(37)	(37)	3.474
- di cui: Altre partecipazioni	219	681			681	900	
- di cui: Attività per imposte anticipate	4.078	71	166		237	4.315	
Passività correnti	24.735		(113)		(113)	(113)	24.622
- di cui: Debiti commerciali e altri debiti	16.748		(113)	(1.330)	(1.443)	(1.443)	15.305
- di cui: Altre passività correnti	1.515			1.330	1.330	1.330	2.845
Passività non correnti	42.027		37		37	37	42.064
- di cui: Passività per imposte differite	5.900		37		37	37	5.937
<b>Totale patrimonio netto</b>	<b>48.079</b>	<b>294</b>	<b>(49)</b>		<b>245</b>	<b>48.324</b>	

Con riferimento al primo semestre 2018, l'applicazione delle precedenti disposizioni in materia di revenue recognition non produce effetti significativi sulle voci economiche e sui flussi di cassa. In termini patrimoniali si sarebbero registrate sostanzialmente: (i) maggiori attività nette relative alle posizioni di lifting imbalance per €330 milioni<sup>5</sup>; (ii) minori attività immateriali per effetto della mancata capitalizzazione dei costi associati all'acquisizione della clientela per €107 milioni; (iii) l'aumento dei debiti commerciali e altri debiti per effetto della riclassifica di €537 milioni afferente agli anticipi/acconti da clienti.

<sup>3</sup> In applicazione dell'IFRS 15, gli acconti e anticipi da clienti a breve termine sono stati riclassificati dalla voce "Debiti commerciali e altri debiti" nella voce "Altre passività correnti" dello stato patrimoniale al fine di presentarli congiuntamente con le altre passività correnti da contratti con la clientela (es. piani di fidelizzazione, risconti passivi, etc.) già rilevate all'interno di tale voce.

<sup>4</sup> A partire dal 1° gennaio 2018 sono inoltre entrate in vigore le disposizioni dell'Interpretazione IFRIC 22 "Operazioni in valuta estera e anticipi", che non hanno prodotto effetti significativi.

<sup>5</sup> Secondo la precedente accounting policy (entitlement method), i ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori erano iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza. In applicazione di tale metodo, le posizioni patrimoniali derivanti dal ritiro di quantità superiori o inferiori rispetto alle quote di spettanza (lifting imbalance) venivano rappresentate rispettivamente come debiti e crediti e valorizzate ai prezzi correnti alla chiusura del periodo.

Di seguito è fornita, per ciascuna tipologia di attività finanziaria che è stata oggetto di rettifiche/riclassifiche per effetto dell'applicazione dell'IFRS 9, l'indicazione: (i) della categoria di valutazione definita in base allo IAS 39; (ii) della nuova categoria di valutazione definita in base all'IFRS 9; (iii) dei valori di iscrizione determinati in base allo IAS 39, rilevati al 31 dicembre 2017, e dei valori di iscrizione determinati in base all'IFRS 9 al 1° gennaio 2018:

(€ milioni)	Classificazione in base allo IAS 39	Classificazione in base all'IFRS 9	Valore di iscrizione ex IAS 39	Rettifiche	Riclassifiche	Altre variazioni (*)	Valore di iscrizione ex IFRS 9
<b>Attività finanziarie</b>							
Attività finanziarie destinate al trading	Held for trading	FVTPL	6.012		207		6.219
Attività finanziarie disponibili per la vendita	Available-for-sale	FVTPL	207		(207)		
Crediti commerciali e altri crediti	Finanziamenti e crediti	Costo ammortizzato	15.737	(427)		(838)	14.472
Altre partecipazioni	Costo	FVTOCI	219	681			900
<b>Totale</b>			<b>22.175</b>	<b>254</b>		<b>(838)</b>	<b>21.591</b>

(\*) Le altre variazioni derivano dalle rettifiche e riclassifiche ex IFRS 15 dei crediti per underlifting in applicazione del sales method.

### 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 ai criteri di valutazione delle perdite attese con riferimento alle attività finanziarie. In particolare, la Direzione Aziendale effettua stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi con riferimento alla determinazione della probability of default e della loss given default delle controparti e per l'applicazione dell'approccio semplificato per la determinazione delle perdite attese della clientela retail.

### 4 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia all'ultima Relazione Finanziaria Annuale.

Inoltre in data 29 marzo 2018, lo IASB ha emesso il documento "Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali volte a recepire il nuovo framework di riferimento degli IFRS (cd. Conceptual Framework for Financial Reporting), emesso dallo IASB nella stessa data. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020; allo stato Eni sta valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

## Attività correnti

### 5 Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.075	1.022
Altri titoli	5.410	4.990
	<b>6.485</b>	<b>6.012</b>

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 2017.

Al 1° gennaio 2018, in applicazione dell'IFRS 9, le attività finanziarie possedute da Eni Insurance DAC di €207 milioni, precedentemente classificate come attività finanziarie disponibili per la vendita, sono state classificate come destinate al trading, sulla base dei fatti e delle circostanze esistenti a tale data.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.712 milioni e di livello 2 per €773 milioni. Nel corso del primo semestre 2018 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

### 6 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Crediti commerciali	<b>10.658</b>	<b>10.182</b>
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	56	84
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	27	23
- non strumentali all'attività operativa	178	209
	<b>261</b>	<b>316</b>
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	279	597
- altri	4.472	4.642
	<b>4.751</b>	<b>5.239</b>
	<b>15.670</b>	<b>15.737</b>

Nel corso del primo semestre 2018 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2018 di €1.330 milioni (€2.051 milioni nell'esercizio 2017 con scadenza 2018). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi al settore Gas & Power per €1.192 milioni e al settore Refining & Marketing & Chimica per €138 milioni.

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 sono i seguenti:

(€ milioni)	Crediti commerciali	Crediti finanziari	Altri crediti	Totale crediti commerciali e altri crediti
<b>Valore al 31.12.2017</b>	<b>10.182</b>	<b>316</b>	<b>5.239</b>	<b>15.737</b>
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	(338)		(89)	(427)
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)			(372)	(372)
Riclassifica ad altre attività correnti (IFRS 15)			(466)	(466)
<b>Valore al 01.01.2018</b>	<b>9.844</b>	<b>316</b>	<b>4.312</b>	<b>14.472</b>

La riclassifica ad altre attività correnti in applicazione dell'IFRS 15 di €466 milioni si riferisce alle posizioni di underlifting del settore Exploration & Production.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €3.321 milioni (€2.729 milioni al 31 dicembre 2017):

(€ milioni)	Crediti commerciali	Crediti finanziari	Altri crediti	Totale fondo svalutazione
<b>Valore al 31.12.2017</b>	<b>1.848</b>	<b>90</b>	<b>791</b>	<b>2.729</b>
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	338		89	427
<b>Valore al 01.01.2018</b>	<b>2.186</b>	<b>90</b>	<b>880</b>	<b>3.156</b>
Accantonamenti	164		107	271
Utilizzi	(80)		(26)	(106)
Altre variazioni	(6)	(25)	31	
<b>Valore al 30.06.2018</b>	<b>2.264</b>	<b>65</b>	<b>992</b>	<b>3.321</b>

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €164 milioni è riferito essenzialmente ai settori: (i) Gas & Power per €108 milioni ed è relativo principalmente alla clientela retail. Le azioni messe in atto dalla società per mitigare il rischio controparte, compresa la maggiore selettività in fase di acquisizione clienti, hanno consentito di ridurre a livelli fisiologici l'incidenza dell'unpaid sul fatturato retail; (ii) Exploration & Production per €48 milioni determinato applicando la metodologia dell'expected loss alle forniture di idrocarburi equity a società di Stato e altri partner commerciali.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €80 milioni è riferito al settore Gas & Power per €57 milioni ed è relativo principalmente alla rilevazione di perdite su crediti del business retail.

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €279 milioni sono diminuiti di €318 milioni rispetto al 31 dicembre 2017 anche per effetto dell'incasso delle rate della consideration relativa alla cessione degli interest del 10% e del 30% dell'asset Zohr in Egitto rispettivamente a BP e a Rosneft per complessivi €439 milioni. Residua un'ulteriore rata relativa alla transazione con BP che sarà incassata nel giugno 2019 (€115 milioni). La voce accoglie, inoltre, €161 milioni relativi alla terza ed ultima rata del credito derivante dalla cessione avvenuta nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunayGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazake che attuarono il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto. La riscossione del credito era condizionata al conseguimento del livello commerciale target di produzione avvenuto nel 2016.

Gli altri crediti di €4.472 milioni (€4.642 milioni al 31 dicembre 2017) si riferiscono prevalentemente a posizioni verso enti e società partner di Eni nei progetti di ricerca e sviluppo degli idrocarburi. L'esposizione maggiore riguarda i partner in Nigeria per €1.248 milioni (€1.507 milioni al 31 dicembre 2017) in particolare: (a) crediti del valore di €681 milioni (€713 milioni al 31 dicembre 2017) sono relativi alla quota di costi di competenza della società di Stato NNPC in progetti operati da Eni. Nel semestre sono stati incassati €97 milioni a valere sulla quota scaduta di tali crediti grazie all'implementazione del "Repayment Agreement" concordato con la controparte 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 rientro in tre-cinque anni allo scenario Brent di Eni. Tali crediti sono esposti in bilancio al netto dell'attualizzazione; (b) crediti di €97 milioni per il recupero di costi d'investimento relativi ad un progetto petrolifero operato oggetto di arbitrato per il riconoscimento contrattuale di tali costi. Il credito di €153 milioni al 31 dicembre 2017 è esposto al netto di un fondo svalutazione che è stato adeguato nel semestre sulla base dell'aggiornamento della stima di perdita attesa in esito a una probabile azione di recupero. Gli altri crediti comprendono, inoltre, l'esposizione nei confronti della società di stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas della joint venture Cardón IV, che furono oggetto di acquisto da una controllata Eni. Le valutazioni di recuperabilità di tale credito e di stima della relativa expected loss fatte in occasione del bilancio 2017 sono confermate in occasione della semestrale 2018.

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

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

7

## Rimanenze

(€ milioni)	I semestre 2018			2017		
	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette
<b>Valore iniziale</b>	<b>4.866</b>	<b>(245)</b>	<b>4.621</b>	<b>4.892</b>	<b>(255)</b>	<b>4.637</b>
Variazione del periodo	112		112	314		314
Accantonamenti		(7)	(7)		(81)	(81)
Utilizzi		18	18		18	18
Altre variazioni	(23)	(2)	(25)	(340)	73	(267)
<b>Valore finale</b>	<b>4.955</b>	<b>(236)</b>	<b>4.719</b>	<b>4.866</b>	<b>(245)</b>	<b>4.621</b>

Le rimanenze comprendono certificati e diritti di emissione per €54 milioni (€56 milioni al 31 dicembre 2017) valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

Rimanenze di magazzino per €95 milioni (€86 milioni al 31 dicembre 2017) sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.

8

## Altre attività correnti

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Fair value su strumenti finanziari derivati	2.400	1.231
Altre attività	700	342
	<b>3.100</b>	<b>1.573</b>

L'incremento delle altre attività di €358 milioni comprende la riclassifica al 1° gennaio 2018 dalla voce Crediti commerciali e altri crediti delle attività relative a posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €466 milioni per l'adozione del sales method in applicazione dell'IFRS 15.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 – Strumenti finanziari derivati.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## Attività non correnti

### 9 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Immobili, impianti e macchinari
Valore lordo al 31.12.2017	183.777
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2017	120.619
<b>Valore netto al 31.12.2017</b>	<b>63.158</b>
Investimenti	4.386
Ammortamenti	(3.423)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(102)
Radiazioni	(21)
Cessioni	(593)
Differenze di cambio da conversione	1.519
Riclassifica ad attività destinate alla vendita	(4.743)
Altre variazioni	(512)
<b>Valore netto al 30.06.2018</b>	<b>59.669</b>
Valore lordo al 30.06.2018	178.338
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2018	118.669

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
<b>Investimenti</b>		
Exploration & Production	4.019	4.524
Gas & Power	30	25
Refining & Marketing e Chimica	321	243
Corporate e Altre attività	24	12
Rettifiche per utili interni	(8)	(8)
	<b>4.386</b>	<b>4.796</b>

Gli investimenti del settore Exploration & Production di €4.019 milioni comprendono il corrispettivo pagato per l'assegnazione dei participating interest rispettivamente del 5% e del 10% nei Concession Agreement di Lower Zakum e di Umm Shaif and Nasr in produzione nell'offshore di Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti). Il prezzo pagato è stato allocato per €373 milioni (\$451 milioni) a proved mineral interest (impianti e macchinari) e per €350 milioni (\$424 milioni) a unproved mineral interest (immobilizzazioni in corso).

Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette sono indicate alla nota n. 11 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali.

Le cessioni di €593 milioni riguardano essenzialmente la cessione del 10% dell'asset Zohr in Egitto con una plusvalenza di €408 milioni.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €1.519 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollaro USA per €1.392 milioni.

Le attività destinate alla vendita sono commentate alla nota n. 25 - Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Le altre variazioni di €512 milioni comprendono la rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project del settore Exploration & Production in riduzione di €530 milioni per effetto principalmente dell'incremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA e l'euro.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono costi relativi all'attività esplorativa e di appraisal nonché altre immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production come segue:

(€ milioni)	Pozzi esplorativi in corso	Pozzi esplorativi completati in attesa di esito	Pozzi esplorativi di successo in corso	Attività esplorativa e di appraisal	Unproved mineral interest	Pozzi e impianti di sviluppo in corso	Costi di abbandono	Altre immobilizzazioni in corso	Totale
<b>Valori al 31.12.2017</b>	<b>108</b>	<b>1.263</b>	<b>489</b>	<b>1.860</b>	<b>2.390</b>	<b>6.553</b>	<b>37</b>	<b>8.980</b>	<b>10.840</b>
Investimenti	122			122	350	3.115		3.465	3.587
Radiazioni	7	(39)		(32)			12	12	(20)
Riclassifiche	(94)	93	(26)	(27)		(2.546)		(2.546)	(2.573)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	3	29	14	46	84	(7)	(27)	50	96
<b>Valori al 30.06.2018</b>	<b>146</b>	<b>1.346</b>	<b>477</b>	<b>1.969</b>	<b>2.824</b>	<b>7.115</b>	<b>22</b>	<b>9.961</b>	<b>11.930</b>

Le riclassifiche di €2.573 milioni riguardano per €2.546 milioni pozzi e impianti di sviluppo in corso e per €27 milioni pozzi esplorativi di successo essenzialmente a seguito dell'avvio in produzione nel semestre di un progetto in Angola nel Blocco 15/06 operato. Le radiazioni riguardano principalmente un'iniziativa esplorativa con esito minerario negativo nell'offshore del Marocco.

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 individual property e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	Algeria	USA	Egitto	Emirati Arabi	Totale
<b>Valori al 31.12.2017</b>	<b>1.162</b>	<b>825</b>	<b>192</b>	<b>105</b>	<b>99</b>	<b>7</b>		<b>2.390</b>
Investimenti							350	<b>350</b>
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	34	24	6	6	3		11	<b>84</b>
<b>Valori al 30.06.2018</b>	<b>1.196</b>	<b>849</b>	<b>198</b>	<b>111</b>	<b>102</b>	<b>7</b>	<b>361</b>	<b>2.824</b>

10

## Attività immateriali

(€ milioni)	Attività immateriali		Totale
	a vita utile definita	a vita utile indefinita: Goodwill	
Valore lordo al 31.12.2017	6.748		
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2017	5.027		
<b>Valore netto al 31.12.2017</b>	<b>1.721</b>	<b>1.204</b>	<b>2.925</b>
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)	87		87
<b>Valore netto al 01.01.2018</b>	<b>1.808</b>	<b>1.204</b>	<b>3.012</b>
Investimenti	116		116
Ammortamenti	(184)		(184)
Differenze di cambio da conversione	24	5	29
Altre variazioni	19		19
<b>Valore netto al 30.06.2018</b>	<b>1.783</b>	<b>1.209</b>	<b>2.992</b>
Valore lordo al 30.06.2018	7.081		
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2018	5.298		

Gli investimenti di €116 milioni (€127 milioni nel primo semestre 2017) comprendono la capitalizzazione di costi per l'acquisizione della clientela del settore Gas & Power per €52 milioni e bonus di firma del settore Exploration & Production per €39 milioni (€87 milioni nel primo semestre 2017) essenzialmente per l'ingresso in un nuovo blocco esplorativo in Messico.

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

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Diritti esplorativi proved	380	403
Diritti esplorativi unproved	638	586
Altri diritti esplorativi	3	6
	1.021	995

Il saldo finale della voce goodwill di €1.209 milioni (€1.204 milioni al 31 dicembre 2017) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.420 milioni (€2.414 milioni al 31 dicembre 2017).

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

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

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Svalutazioni:		
- attività materiali	(103)	(83)
	(103)	(83)
a dedurre:		
- riprese di valore di attività materiali	1	22
	(102)	(61)

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 invariati rispetto alla relazione Finanziaria Annuale 2017 alla quale si rinvia (nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali).

Le aspettative del management sui trend futuri del mercato petrolifero alla data del 30 giugno 2018 sono invariate rispetto alle assunzioni utilizzate per le valutazioni del bilancio 2017. Nel primo semestre 2018 il prezzo del petrolio Brent ha consolidato la fase di ripresa avviata nell'ultima parte del 2017, segnando un valore medio di circa 70 \$/barile. Il management conferma la view interna di progressivo riequilibrio dei fondamentali della domanda e dell'offerta globale di greggio, sostenuti dalla crescita macroeconomica e dal possibile deficit di supply nel medio termine dovuto alla contrazione degli investimenti delle oil companies durante i tre anni di downturn. Pertanto, è confermata la previsione di prezzo di lungo termine di 72 \$/barile in termini reali 2021, adottata nelle valutazioni di recuperabilità del valore di libro delle proprietà oil&gas nel bilancio 2017.

L'aggiornamento della stima del costo medio ponderato del capitale di Gruppo (WACC) evidenzia un sostanziale allineamento al parametro del bilancio 2017. Le aspettative di incremento dei rendimenti delle attività risk-free e le previsioni del management di minore utilizzo della leva finanziaria sono compensate dall'effetto legato alla riduzione del beta Eni.

Alla data del 30 giugno 2018, la capitalizzazione di borsa dell'Eni pari a circa €57,3 miliardi era superiore di circa il 13,4% rispetto al valore contabile dei net assets consolidati (€50,5 miliardi).

Considerata la sostanziale assenza di impairment indicator di origine esogena, il progresso dei progetti di sviluppo delle riserve e la conferma dell'obiettivo di crescita delle produzioni per il 2018, il management ha ritenuto che non ricorressero i presupposti per la verifica di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle attività Exploration & Production, che avverrà quindi in occasione della chiusura dell'esercizio, secondo le procedure aziendali.

Per quanto riguarda i settori mid-downstream, il management ha ritenuto di rieseguire le valutazioni di recuperabilità del valore di libro delle raffinerie e delle centrali elettriche a causa del peggioramento dello scenario margini. In entrambi i casi non sono emerse criticità.

Pertanto, nel primo semestre 2018 sono state registrate svalutazioni marginali di attività materiali per €103 milioni, riferite principalmente agli investimenti di mantenimento e stay-in-business relativi a CGU (raffinerie, rete autostradale) svalutate integralmente in precedenti esercizi delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività, nonché a un'attività in dismissione nel settore Exploration & Production per allineamento al fair value della negoziazione di vendita.

## 12 Partecipazioni

### Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
<b>Valore al 31.12.2017</b>	<b>3.511</b>
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)	(37)
<b>Valore al 01.01.2018</b>	<b>3.474</b>
Acquisizioni e sottoscrizioni	67
Cessioni e rimborsi	(44)
Valutazione al patrimonio netto	401
Decremento per dividendi	(35)
Differenze di cambio da conversione	64
Altre variazioni	(34)
<b>Valore al 30.06.2018</b>	<b>3.893</b>

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €67 milioni riguardano principalmente aumenti di capitale di società impegnate nella realizzazione di progetti di interesse Eni, in particolare l'aumento di capitale alla Coral FLNG SA per €46 milioni impegnata nella realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione e stoccaggio del gas naturale relativo alla scoperta di Coral in Mozambico.

La valutazione al patrimonio netto di €401 milioni comprende: (i) la plusvalenza di €467 milioni relativa ad Angola LNG Ltd, di cui €423 milioni relativa alla ripresa di valore degli asset dovuta al miglioramento degli economics del progetto; (ii) la minusvalenza di €100 milioni relativa alla partecipazione del 31% in Saipem SpA. In considerazione dell'impairment indicator rappresentato dall'eccedenza del valore di libro dell'investee rispetto alla capitalizzazione di borsa, il management ha rieseguito la valutazione di recuperabilità del valore di libro confermandone il valore.

Al 30 giugno 2018 i valori di libro e di mercato delle partecipazioni quotate in borsa sono i seguenti:

	Saipem SpA
Numero di azioni	308.767.968
% di controllo	31,00
Prezzo delle azioni (€)	3.944
Valore di mercato (€ milioni)	1.218
Valore di libro (€ milioni)	1.283

Al 30 giugno 2018 il valore di libro della partecipazione Saipem è superiore del 5,3% rispetto alla corrispondente frazione della capitalizzazione di borsa.

## Altre partecipazioni

(€ milioni)	Altre partecipazioni
<b>Valore al 31.12.2017</b>	<b>219</b>
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	681
<b>Valore al 01.01.2018</b>	<b>900</b>
Acquisizioni e sottoscrizioni	49
Differenze di cambio da conversione	21
Altre variazioni	(8)
<b>Valore al 30.06.2018</b>	<b>962</b>

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 profitabilità 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.

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €49 milioni riguardano per €41 milioni l'acquisizione del 35,73% della Commonwealth Fusion System Llc (CFS) nata come spin-out del Massachusetts Institute of Technology per lo sviluppo della tecnologia di produzione di energia nucleare da fusione.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 30 giugno 2018 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2018" che costituisce parte integrante delle presenti note.

## 13 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.548	1.602
Titoli strumentali all'attività operativa	65	73
<b>1.613</b>	<b>1.675</b>	

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €779 milioni (€640 milioni al 31 dicembre 2017):

(€ milioni)	Fondo svalutazione crediti finanziari
<b>Valore al 31.12.2017</b>	<b>640</b>
Accantonamenti	248
Differenze di cambio da conversione	21
Altre variazioni	(130)
<b>Valore al 30.06.2018</b>	<b>779</b>

L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela che opera il giacimento a gas Perla per l'ammontare di €1.005 milioni al 30 giugno 2018 (€955 milioni al 31 dicembre 2017), la variazione è dovuta principalmente all'effetto cambio. Tale credito è valutato tenendo conto dei flussi di cassa generati dal progetto. Non si evidenziano sviluppi rispetto alla valutazione di recuperabilità fatta nel bilancio 2017 che incorporava l'apprezzamento del rischio connesso all'outlook finanziario del Venezuela. Tali assunzioni sono state confermate nel primo semestre 2018.

Gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti finanziari di €248 milioni comprendono la svalutazione di €220 milioni dei crediti finanziari nei confronti di una joint venture in Russia impegnata nell'esecuzione di un progetto esplorativo nel Mar Nero a causa dell'esito negativo della ricerca.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €1.551 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Il fair value dei titoli ammonta a €66 milioni ed è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## 14 Attività per imposte anticipate

(€ milioni)	Attività per imposte anticipate	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Totale
<b>Valore al 31.12.2017</b>	<b>9.340</b>	<b>(5.262)</b>	<b>4.078</b>
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)	237		237
<b>Valore al 01.01.2018</b>	<b>9.577</b>	<b>(5.262)</b>	<b>4.315</b>
Variazione del periodo	(510)	203	(307)
Differenze di cambio da conversione	206	(37)	169
Altre variazioni	(115)	(5)	(120)
<b>Valore al 30.06.2018</b>	<b>9.158</b>	<b>(5.101)</b>	<b>4.057</b>

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €4.337 milioni (€4.269 milioni al 31 dicembre 2017).

Le attività per imposte anticipate sono riferite per €2.049 milioni (€2.070 milioni al 31 dicembre 2017) a Eni SpA e alle consociate italiane facenti parte del consolidato fiscale nazionale e sono state stanziate sulla perdita di periodo e sulla rilevazione di costi a deducibilità differita nei limiti degli ammontari che si prevede di recuperare negli esercizi futuri in base alla capienza dei redditi imponibili attesi.

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 22 – Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 33 – Imposte sul reddito.

## 15 Altre attività non correnti

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Attività per imposte correnti	523	507
Crediti per attività di disinvestimento	10	118
Altri crediti	33	44
Fair value su strumenti finanziari derivati	89	80
Altre attività	207	574
	<b>862</b>	<b>1.323</b>

I crediti per attività di disinvestimento di €10 milioni (€118 milioni al 31 dicembre 2017) sono al netto del fondo svalutazione di €129 milioni.

Il decremento delle altre attività di €367 milioni comprende l'effetto della compensazione relativa alla definizione di una price revision di un contratto di vendita long term commentato alla nota n. 21 – Fondi per rischi e oneri.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 – Strumenti finanziari derivati.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## Passività correnti

### 16 Passività finanziarie a breve termine

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.461	1.664
Banche	466	201
Altri finanziatori	309	377
	<b>2.236</b>	<b>2.242</b>

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €1.461 milioni (€1.664 milioni al 31 dicembre 2017) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.131 milioni (€1.070 milioni al 31 dicembre 2017) ed Eni Finance International SA per €330 milioni (€594 milioni al 31 dicembre 2017).

Al 30 giugno 2018 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate per €11.182 milioni (€11.584 milioni al 31 dicembre 2017). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 30 giugno 2018 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

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.

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

### 17 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Debiti commerciali	10.518	10.890
Acconti e anticipi da clienti		545
Acconti e anticipi da partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	221	252
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.454	2.094
- altri debiti	2.318	2.967
	<b>4.772</b>	<b>5.061</b>
	<b>15.511</b>	<b>16.748</b>

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 15 sono i seguenti:

(€ milioni)	Debiti commerciali	Acconti e anticipi da clienti	Acconti e anticipi da partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	Altri debiti	Totale debiti commerciali e altri debiti
<b>Valore al 31.12.2017</b>	<b>10.890</b>	<b>545</b>	<b>252</b>	<b>5.061</b>	<b>16.748</b>
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)				(113)	(113)
Riclassifica ad altre passività correnti (IFRS 15)		(545)		(785)	(1.330)
<b>Valore al 01.01.2018</b>	<b>10.890</b>		<b>252</b>	<b>4.163</b>	<b>15.305</b>

La riclassifica ad altre passività correnti in applicazione dell'IFRS 15 di €1.330 milioni si riferisce alle posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €785 milioni e ad anticipi da clienti per €545 milioni.

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. 36 – Rapporti con parti correlate.

## 18 Passività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Imprese italiane	189	174
Imprese estere	462	298
	<b>651</b>	<b>472</b>

Le imposte sono indicate alla nota n. 33 – Imposte sul reddito.

## 19 Altre passività correnti

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.857	1.011
Passività da contratti con la clientela	621	
Altre passività	1.215	504
	<b>3.693</b>	<b>1.515</b>

Le passività da contratti con la clientela di €621 milioni comprendono la riclassifica al 1° gennaio 2018 dalla voce Debiti commerciali e altri debiti degli acconti e anticipi da clienti di €545 milioni in applicazione dell'IFRS 15.

L'incremento delle altre passività correnti di €711 milioni comprende la riclassifica al 1° gennaio 2018 dalla voce Debiti commerciali e altri debiti delle passività relative a posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €785 milioni per l'adozione del sales method in applicazione dell'IFRS 15.

Le passività da contratti con la clientela di €621 milioni si riferiscono ad acconti e anticipi da clienti per €604 milioni e comprende la quota a breve termine relativa agli anticipi incassati dal cliente Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per €67 milioni.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati.

Le altre passività di €1.215 milioni (€504 milioni al 31 dicembre 2017) comprendono le passività relative a posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €787 milioni.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

## Passività non correnti

### 20 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine

(€ milioni)	30.06.2018			31.12.2017		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	2.589	1.310	3.899	3.200	801	4.001
Obbligazioni ordinarie	16.027	1.366	17.393	16.520	1.445	17.965
Obbligazioni convertibili	388		388	387		387
Altri finanziatori	33	42	75	72	40	112
	<b>19.037</b>	<b>2.718</b>	<b>21.755</b>	<b>20.179</b>	<b>2.286</b>	<b>22.465</b>

Al 30 giugno 2018 Eni ha rispettato tutti i covenants in essere su determinati rapporti di finanziamento a lungo termine con istituzioni terze. Tali covenants prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo.

Le obbligazioni ordinarie di €17.393 milioni riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €16.361 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €1.032 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Disagio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)					
					da	a						
<b>Società emittente</b>												
<i>Euro Medium Term Notes</i>												
Eni SpA	1.500	47	1.547	EUR	2019		4,125					
Eni SpA	1.200	39	1.239	EUR	2025		3,750					
Eni SpA	1.000	24	1.024	EUR	2023		3,250					
Eni SpA	1.000	16	1.016	EUR	2020		4,250					
Eni SpA	1.000	9	1.009	EUR	2029		3,625					
Eni SpA	1.000		1.000	EUR	2026		1,500					
Eni SpA	1.000	(1)	999	EUR	2020		4,000					
Eni SpA	900	(3)	897	EUR	2024		0,625					
Eni SpA	800	12	812	EUR	2021		2,625					
Eni SpA	800	(9)	791	EUR	2028		1,625					
Eni SpA	750	1	751	EUR	2024		1,750					
Eni SpA	750		750	EUR	2019		3,750					
Eni SpA	750	(1)	749	EUR	2027		1,500					
Eni SpA	700	(2)	698	EUR	2022		0,750					
Eni SpA	650	(1)	649	EUR	2025		1,000					
Eni SpA	600	(2)	598	EUR	2028		1,125					
Eni Finance International SA	508	12	520	GBP	2018	2021	4,750					
Eni Finance International SA	295	2	297	EUR	2028	2043	3,875					
Eni Finance International SA	163		163	YEN	2019	2037	1,955					
Eni Finance International SA	858	(6)	852	USD	2026	2028	variabile					
	<b>16.224</b>	<b>137</b>	<b>16.361</b>									
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>												
Eni SpA	386	3	389	USD	2020		4,150					
Eni SpA	301		301	USD	2040		5,700					
Eni USA Inc	343	(1)	342	USD	2027		7,300					
	<b>1.030</b>	<b>2</b>	<b>1.032</b>									
	<b>17.254</b>	<b>139</b>	<b>17.393</b>									

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 2018 il programma risulta utilizzato per €16,2 miliardi.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.726 milioni e riguardano Eni SpA per €2.297 milioni ed Eni Finance International SA per €429 milioni. Nel corso del primo semestre 2018 Eni Finance International SA ha emesso nuove obbligazioni ordinarie per €426 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Disagio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
<b>Società emittente</b>						
Eni SpA	400	(12)	388	EUR	2022	0,000
	<b>400</b>	<b>(12)</b>	<b>388</b>			

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.

Al 30 giugno 2018 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €22.647 milioni (€23.764 milioni al 31 dicembre 2017) e si analizza come segue:

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Obbligazioni ordinarie	18.291	19.219
Obbligazioni convertibili	400	410
Banche	3.881	4.021
Altri finanziatori	75	114
	<b>22.647</b>	<b>23.764</b>

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

## Analisi dell'indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)	30.06.2018			31.12.2017		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	7.431	7.431	7.431	7.363	7.363	7.363
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.485	6.485	6.485	6.012	6.012	6.012
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita			207			207
<b>D. Liquidità (A+B+C)</b>	<b>13.916</b>	<b>13.916</b>	<b>13.916</b>	<b>13.582</b>	<b>13.582</b>	<b>13.582</b>
<b>E. Crediti finanziari</b>	<b>178</b>	<b>178</b>	<b>178</b>	<b>209</b>	<b>209</b>	<b>209</b>
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	466	466	466	201	201	201
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	1.310	2.589	3.899	801	3.200	4.001
H. Prestiti obbligazionari	1.366	16.415	17.781	1.445	16.907	18.352
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	154	154	154	164	164	164
L. Altre passività finanziarie a breve termine	1.616	1.616	1.616	1.877	1.877	1.877
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	42	33	75	40	72	112
<b>N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)</b>	<b>4.954</b>	<b>19.037</b>	<b>23.991</b>	<b>4.528</b>	<b>20.179</b>	<b>24.707</b>
<b>O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)</b>	<b>(9.140)</b>	<b>19.037</b>	<b>9.897</b>	<b>(9.263)</b>	<b>20.179</b>	<b>10.916</b>

La variazione dell'indebitamento finanziario lordo si analizza 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 31.12.2017	22.465	2.242
Flusso di cassa	(731)	(243)	(974)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	51	30	81
Altre variazioni non monetarie	(30)	207	177
<b>Valore al 30.06.2018</b>	<b>21.755</b>	<b>2.236</b>	<b>23.991</b>

## 21 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondi per rischi e oneri
<b>Valore al 31.12.2017</b>	<b>13.447</b>
Accantonamenti	427
Rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project	(530)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	128
Utilizzi a fronte oneri	(594)
Utilizzi per esuberanza	(315)
Differenze cambio da conversione	169
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(1.036)
Altre variazioni	40
<b>Valore al 30.06.2018</b>	<b>11.736</b>

Gli accantonamenti del semestre di €427 milioni riguardano principalmente oneri ambientali, oneri per dispute contrattuali e oneri per claim assicurativi.

La rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project del settore Exploration & Production si riduce di €530 milioni principalmente per effetto dell'incremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA e l'euro.

Gli utilizzi a fronte oneri hanno riguardato l'avanzamento dei progetti di bonifica ambientale, il risarcimento di claim assicurativi e la definizione di una price revision relativa ad un contratto di vendita gas long term che trova compensazione nella riduzione del credito verso il fornitore rilevato nelle altre attività non correnti.

Le passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita sono commentate alla nota n. 25 – Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

## 22 Passività per imposte differite

(€ milioni)	Passività per imposte differite
<b>Valore al 31.12.2017</b>	<b>5.900</b>
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)	37
<b>Valore al 01.01.2018</b>	<b>5.937</b>
Decrementi netti	(87)
Differenze di cambio da conversione	294
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(1.575)
Altre variazioni	(48)
<b>Valore al 30.06.2018</b>	<b>4.521</b>

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €4.337 milioni (€4.269 milioni al 31 dicembre 2017).

Le passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita sono commentate alla nota n. 25 – Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Passività per imposte differite	8.858	10.169
Attività per imposte anticipate compensabili	(4.337)	(4.269)
	<b>4.521</b>	<b>5.900</b>
Attività per imposte anticipate non compensabili	(4.057)	(4.078)
<b>Passività per imposte differite nette</b>	<b>464</b>	<b>1.822</b>

## 23 Altre passività non correnti

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Fair value su strumenti finanziari derivati	48	91
Passività per imposte sul reddito	55	36
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	46	9
Altri debiti	47	45
Altre passività	1.276	1.298
	<b>1.472</b>	<b>1.479</b>

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati.

Le altre passività di €1.276 milioni (€1.298 milioni al 31 dicembre 2017) comprendono la quota a lungo termine di €551 milioni (€584 milioni al 31 dicembre 2017) degli anticipi incassati dal cliente Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

24

## Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	30.06.2018			31.12.2017		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
<b>Contratti derivati non di copertura</b>						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	62	87	2	170	86	2
- Interest currency swap	25	63	2	41	45	2
- Outright	4	5	2	3	5	2
	<b>91</b>	<b>155</b>		<b>214</b>	<b>136</b>	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest currency swap	26	6	2	9	5	2
	<b>26</b>	<b>6</b>		<b>9</b>	<b>5</b>	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	1.498	1.513	1	796	771	1
- Over the counter	117	111	2	81	97	2
- Altro				1	2	2
	<b>1.615</b>	<b>1.624</b>		<b>878</b>	<b>870</b>	
	<b>1.732</b>	<b>1.785</b>		<b>1.101</b>	<b>1.011</b>	
<b>Contratti derivati di negoziazione</b>						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	1.573	1.556	2	683	829	2
- Future	573	370	1	395	390	1
- Opzioni	165	156	2	133	114	2
	<b>2.311</b>	<b>2.082</b>		<b>1.211</b>	<b>1.333</b>	
<b>Contratti derivati cash flow hedge</b>						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	408		2	227	21	2
- Future				35		1
	<b>408</b>			<b>262</b>	<b>21</b>	
<b>Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>2</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>2</b>
<b>Totale contratti derivati lordi</b>	<b>4.482</b>	<b>3.898</b>		<b>2.590</b>	<b>2.381</b>	
Compensazione	(1.993)	(1.993)		(1.279)	(1.279)	
<b>Totale contratti derivati netti</b>	<b>2.489</b>	<b>1.905</b>		<b>1.311</b>	<b>1.102</b>	
Di cui:						
- correnti	2.400	1.857		1.231	1.011	
- non correnti	89	48		80	91	

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 2018 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

25

## Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €4.931 milioni e €2.998 milioni, riguardano: (i) la società Eni Norge AS, impegnata nello sviluppo di riserve di idrocarburi nell'offshore della Norvegia, a seguito dell'avvio da parte del management di un piano di business combination con la società upstream norvegese Point Resources AS, il cui perfezionamento comporterà la perdita del controllo Eni sulla consociata in cambio di un controllo congiunto nell'entità che risulterà dalla fusione delle due società. L'operazione con closing atteso entro fine anno è strutturata attraverso la fusione di Point Resources in Eni Norge AS attraverso un aumento di capitale sociale di quest'ultima a beneficio dei soci dell'incorporanda. La nuova entità, che sarà denominata Vår Energi AS, sarà partecipata per il 69,6% da Eni e per il restante 30,4% dai soci norvegesi. La riclassifica di Eni Norge come disposal group held for

sale ha riguardato rispettivamente attività per €4.823 milioni (di cui attività correnti €170 milioni) e passività per €2.935 milioni (di cui passività correnti €363 milioni); (ii) la cessione del 100% della società consolidata Eni Trinidad and Tobago Ltd che detiene una quota di un progetto a gas in Trinidad & Tobago per la quale è in essere un accordo preliminare di cessione. I valori d'iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività non correnti direttamente associabili ammontano rispettivamente a €61 milioni (di cui attività correnti €6 milioni) e €57 milioni; (iii) la cessione del 100% della società consolidata Eni Croatia BV titolare di quote di progetti a gas in Croazia per la quale è in essere un accordo vincolante di cessione con l'operatore INA-Industrija Nafte dd. Il perfezionamento della transazione è soggetto all'approvazione delle Autorità competenti. I valori d'iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €37 milioni (di cui attività correnti €2 milioni) e €6 milioni (di cui passività correnti €2 milioni); (iv) la cessione attività materiali e partecipazioni minoritarie per un valore di iscrizione complessivo di €10 milioni.

Nel corso del primo semestre 2018 sono state effettuate: (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; (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; (iii) la cessione del 50% (intera quota posseduta) della partecipazione nella joint venture Unimar Llc.

26

## Patrimonio netto

### Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	30.06.2018	31.12.2017
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	394	183
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(114)	(114)
Altre riserve	260	280
Riserva per differenze cambio da conversione	6.012	4.818
Azioni proprie	(581)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	36.704	35.966
Acconto sul dividendo		(1.441)
Utile (perdita) netto	2.198	3.374
	<b>50.418</b>	<b>48.030</b>

Il 10 maggio 2018, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di €0,40 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2017 di €0,40 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 23 maggio 2018, con data di stacco il 21 maggio 2018 e "record date" il 22 maggio 2018. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2017 ammonta perciò a €0,80.

27 **Altre informazioni****Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario**

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

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

Le principali variazioni nell'ammontare delle garanzie e degli impegni e rischi al 30 giugno 2018 rispetto a quanto indicato nel bilancio consolidato 2017 sono le seguenti: (i) l'emissione da parte del settore Exploration & Production di due parent company guarantees, nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle due concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%) e di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) della durata di quarant'anni. Le garanzie rilasciate dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.291 milioni (\$5.000 milioni) e di €8.582 milioni (\$10.000 milioni) sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai due Concession Agreements tra cui in particolare il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE; (ii) la cessazione degli impegni contrattuali di una controllata consolidata relativi all'acquisto di servizi di rigassificazione long-term (fino al 2031) dell'ammontare di €948 milioni all'opening balance (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che ha stabilito la termination del contratto e delle relative fee annuali a carico Eni e il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo pari a €300 milioni, rilevato nel conto economico del semestre.

### 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 perseguitamento 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 perseguitamento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrativa, 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 Consiglio di Amministrazione 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 Consiglio di Amministrazione 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 Consiglio di Amministrazione, 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 quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito. 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, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 (Portafoglio Eur) e 2017 (Portafoglio USD). Negli anni 2014-2015 il portfolio Eur ha mantenuto un rating medio pari a A/A-; per gli esercizi 2016-2017 un rating medio di A-/BBB+ (in diminuzione di un notch) mentre per il primo semestre 2018 si registra un rating medio pari a A-/BBB+. Per il portafoglio USD si registra un rating medio del I semestre 2018 A+/A in linea con il medesimo valore del 2017, un notch superiore a rispetto quello di Eni (A3 rating Moody's).

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel I semestre 2018 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2017) 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).

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

(€ milioni)	I semestre 2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse <sup>(a)</sup>	3,65	1,80	2,73	3,06	3,76	1,72	2,38	2,58
Tasso di cambio <sup>(a)</sup>	0,57	0,09	0,25	0,51	0,57	0,08	0,22	0,26

(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 2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali <sup>(a)</sup>	20,53	10,84	14,28	12,37	21,14	5,15	12,24	5,15
Trading <sup>(b)</sup>	2,28	0,39	0,87	0,81	2,29	0,21	0,79	0,66

(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 2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica <sup>(a)</sup>	0,35	0,25	0,29	0,33	0,41	0,27	0,35	0,27

(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 2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica <sup>(b)</sup>	0,04	0,02	0,03	0,02	0,04	0,02	0,03	0,03

(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 approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentratato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguitamento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa 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 accentratata. 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, che viene monitorato e controllato giornalmente.

### 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 addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvenza che pone a rischio la continuità aziendale.

Gli obiettivi di risk management Eni è 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 da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, 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, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

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 2018 il programma risulta utilizzato per circa €16,2 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Positive per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating A3 con outlook Rating under review per il debito a lungo e P-2 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 da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Nel primo semestre 2018 sono stati emessi bond per €426 milioni nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes.

Al 30 giugno 2018, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €11.183 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €5.759 milioni, di cui €800 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 finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

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

(\$ milioni)	Anni di scadenza						
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	Totale
Passività finanziarie a lungo termine	2.487	4.026	1.206	2.045	639	11.212	21.615
Passività finanziarie a breve termine	2.236						2.236
Passività per strumenti derivati	1.857	12	5	31			1.905
	<b>6.580</b>	<b>4.038</b>	<b>1.211</b>	<b>2.076</b>	<b>639</b>	<b>11.212</b>	<b>25.756</b>
Interessi su debiti finanziari	642	498	338	320	290	1.370	3.458
Garanzie finanziarie	563						563

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

(\$ milioni)	Anni di scadenza		
	2018	Anni successivi	Totale
Debiti commerciali		10.518	10.518
Altri debiti e anticipi		4.993	47
	<b>15.511</b>	<b>47</b>	<b>15.558</b>

## Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e 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: (i) 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; (ii) ai contratti di leasing operativo di unità FPSO nel settore Exploration & Production, tra le quali in particolare le navi FPSO che operano i progetti Offshore Cape Three Points in Ghana e il Blocco 15/06 in Angola della durata compresa tra 11 e 18 anni.

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						
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	Totale
<b>Contratti di leasing operativo non annullabili <sup>(a)</sup></b>	<b>519</b>	<b>578</b>	<b>505</b>	<b>402</b>	<b>338</b>	<b>1.928</b>	<b>4.270</b>
<b>Costi di abbandono e ripristino siti <sup>(b)</sup></b>	<b>195</b>	<b>417</b>	<b>405</b>	<b>403</b>	<b>222</b>	<b>13.301</b>	<b>14.943</b>
<b>Costi relativi a fondi ambientali</b>	<b>200</b>	<b>352</b>	<b>321</b>	<b>263</b>	<b>206</b>	<b>1.345</b>	<b>2.687</b>
<b>Impegni di acquisto <sup>(c)</sup></b>	<b>6.780</b>	<b>10.898</b>	<b>8.436</b>	<b>8.237</b>	<b>7.929</b>	<b>61.634</b>	<b>103.914</b>
- Gas							
Take-or-pay	5.407	9.343	7.565	7.592	7.497	60.203	<b>97.607</b>
Ship or pay	598	854	544	477	358	1.214	<b>4.045</b>
- Altri impegni di acquisto con clausola ship-or-pay	57	102	90	76	61	166	<b>552</b>
- Altri impegni di acquisto	718	599	237	92	13	51	<b>1.710</b>
<b>Altri Impegni</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>104</b>	<b>125</b>
- Memorandum di intenti Val d'Agri	10	8	1	1	1	104	<b>125</b>
<b>Totale <sup>(d)</sup></b>	<b>7.704</b>	<b>12.253</b>	<b>9.668</b>	<b>9.306</b>	<b>8.696</b>	<b>78.312</b>	<b>125.939</b>

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti possono prevedere opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(b) 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.

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

(d) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni delle società classificate come destinate alla vendita per €2.650 milioni riferiti in particolare alla Eni Norge AS per €2.585 milioni.

## Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

	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
<b>(€ milioni)</b>			
<b>30.06.2018</b>			
<b>Attività finanziarie</b>			
Crediti commerciali e altri crediti	16.172	502	15.670
Altre attività correnti	5.093	1.993	3.100
<b>Passività finanziarie</b>			
Debiti commerciali e altri debiti	16.013	502	15.511
Altre passività correnti	5.686	1.993	3.693
<b>31.12.2017</b>			
<b>Attività finanziarie</b>			
Crediti commerciali e altri crediti	16.952	1.215	15.737
Altre attività correnti	2.852	1.279	1.573
<b>Passività finanziarie</b>			
Debiti commerciali e altri debiti	17.963	1.215	16.748
Altre passività correnti	2.794	1.279	1.515

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) per €1.993 milioni (€1.279 milioni al 31 dicembre 2017) la compensazione di attività e passività correnti per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €1.670 milioni (€1.144 milioni al 31 dicembre 2017) e di Eni Trading & Shipping Inc per €323 milioni (€135 milioni al 31 dicembre 2017); (ii) per €502 milioni (€1.215 milioni al 31 dicembre 2017) la compensazione di crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €496 milioni (€1.041 milioni al 31 dicembre 2017) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €6 milioni (€174 milioni al 31 dicembre 2017).

## 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. 21 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi avviati nel corso del primo semestre 2018 o per i quali sono intervenuti sviluppi rispetto a quanto rappresentato nella Relazione Finanziaria Annuale 2017, alla quale si rinvia per tutti gli altri procedimenti pendenti, con l'indicazione dell'eventuale fondo stanziato.

### 1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

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

- (i) **Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica Camastra.** Nel corso del primo semestre 2018 è stato notificato alle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un avviso di conclusione delle indagini preliminari emesso dalla Procura di Palermo nell'ambito del procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al D.Lgs 231/01 e s.m.i. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica.
- (ii) **Syndial SpA - Disastro ambientale Ferrandina.** Nel corso del primo semestre 2018 la Procura di Matera ha aperto un procedimento penale a carico del Program Manager Sud della Syndial per i reati di gestione illecita di rifiuti e disastro innominato in relazione a fatti connessi alle attività di bonifica del sito di Ferrandina/Pisticci. La contestazione concerne un presunto sversamento di liquidi contaminati nel sottosuolo e poi nel fiume Basento a causa della rottura di una tubazione di collegamento interrata che doveva portare gli stessi all'impianto di trattamento gestito dalla società Tecnoparco. A seguito dell'interrogatorio dell'indagato, è stata formulata nei suoi confronti la richiesta di rinvio a giudizio. Il procedimento pende in attesa della fissazione dell'udienza preliminare.

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

- (i) **Eni SpA – Syndial SpA – Raffineria di Gela SpA - Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Syndial ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Syndial), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Le operazioni condotte dai periti del Tribunale e dai periti di parte hanno prodotto valutazioni tecniche molto distanti fra loro, pertanto non è stato raggiunto un accordo conciliativo. Un solo ATP è allo stato ancora in corso. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Tali giudizi pendono nella fase dell'istruttoria. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado a oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle

argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale.

## 2. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

(i) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati dall'ex controllata Saipem in Algeria. Nel 2011 Eni ha ricevuto dalla Procura di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste dal D.Lgs. n. 231/2001, che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa tramite la allora "Divisione E&P") su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura. Nel novembre 2012 la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex D.Lgs. 231/2001, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Successivamente la Procura ha notificato ulteriori provvedimenti e richieste a Saipem, volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da quest'ultima in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento: in particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, il cui rapporto di lavoro con Saipem è cessato a inizio 2013. Nel febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura di Milano e contestualmente è stata notificata ad Eni informativa di garanzia ex D.Lgs. 231/2001. Dagli atti si è appreso che la Procura aveva esteso le indagini anche nei confronti di Eni, dell'ex Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni). Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda. Nel corso del 2013, i consulenti esterni hanno effettuato:

- la verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvvigionamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura tra Eni e le terze parti oggetto di indagine;
- la verifica interna volontaria inerente il Progetto MLE (unico progetto tra quelli sotto indagine in cui il committente è una società del Gruppo Eni) e non sono emerse evidenze della commissione di fatti illeciti da parte di personale di Eni nell'aggiudicazione a Saipem dei due maggiori contratti relativi a detto Progetto (EPC e Drilling).

Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni, che hanno confermato l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni nel periodo di riferimento. I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'Autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti. Nel gennaio 2015 è stato emesso dalla Procura di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa) per ipotesi di corruzione internazionale nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/2001), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad

alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni) è stato contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010. Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni ulteriori analisi ed approfondimenti che hanno confermato le conclusioni raggiunte in precedenza. Nel febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio di tutti gli indagati per i reati indicati, mentre nell'ottobre 2015 il Tribunale di Milano ha emesso sentenza di non luogo a procedere nei confronti di Eni, dell'ex AD e del Chief Upstream Officer della Società per tutte le ipotesi di reato oggetto di contestazione. Nel febbraio 2016 la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano avverso il provvedimento di non luogo a procedere, ha annullato la sentenza impugnata e ha disposto la trasmissione degli atti ad un nuovo giudice presso il Tribunale di Milano. All'esito della nuova udienza preliminare, nel luglio 2016 il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, inclusa Eni. All'udienza del febbraio 2018 il Pubblico Ministero, nel concludere la propria requisitoria, ha chiesto - tra l'altro - la condanna di Eni al pagamento di una sanzione pecuniaria. Il Tribunale, terminata anche la discussione delle difese, ha fissato delle nuove udienze nel mese di settembre 2018 per repliche, in esito alle quali sarà pronunciata la sentenza di primo grado.

A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta (ed è in corso di ulteriore produzione) numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.

- (ii) **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. 231/2001 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 e il 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, degli attuali CEO, Chief Development, Operation & Technology Officer e Direttore International Negotiations di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001.

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 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 Assoconsum e il Tribunale ha rinviaiato 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. C'è poi stata la richiesta di costituzione di parte civile di un'azionista di Eni. Il Tribunale ha, quindi, ammesso la richiesta di citazione dei responsabili civili, rinviando all'udienza del 20 luglio 2018 per decidere sulle questioni relative alla costituzione delle parti civili e dei responsabili civili, nonché per discutere tutte le altre questioni preliminari. All'udienza del 20 luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Assoconsum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata alla scorsa udienza da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal Tribunale. Per quanto riguarda la costituzione dei responsabili civili, Eni e Shell, il Tribunale ha rinviaiato ad altra udienza.

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.

- (iii) **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. 231/2001 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 ed al Chief Development, Operation & Technology Officer un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati.

Il 4 giugno 2018 Consob ha chiesto a Eni SpA 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 in merito alle indagini in questione. Il Collegio Sindacale e la Società hanno risposto alla richiesta di informazioni, rispettivamente, l'11 e il 13 giugno 2018.

### 3. 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. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine:

(i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turrizziani 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. La sentenza condanna altresì l'Agenzia delle Dogane alle spese di giudizio.

(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 interloquito 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 dal sequestro 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 Collesalvetti (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. Sono state prodotte dai difensori nominati memorie difensive richiedendo alla Procura un provvedimento di archiviazione nell'interesse del direttore della raffineria di Sannazzaro e della raffineria di Livorno per tutti i reati loro contestati e nell'interesse del direttore del deposito di Calenzano e dei tre addetti del medesimo deposito, limitatamente all'ipotesi della frode processuale.

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 dinanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Roma. La società ricorrerà nelle sedi opportune. A fronte di questo contenzioso 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 risulta indagato, tra gli altri, l'ex Chief Legal and Regulatory Affairs di Eni, attualmente Chief Gas & LNG Marketing and Power Officer della Società. 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. Inoltre, Eni non risulta essere oggetto di indagine. Il 4 giugno 2018 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 dell'indagine "forensic" affidata a un soggetto indipendente, sullo stato di avanzamento di detto incarico e un'informativa sugli esiti dell'indagine stessa, unitamente alla relativa documentazione di supporto, nonché informazioni circa 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 la società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma

di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza che il Collegio decida di adottare. Il Collegio Sindacale e la Società hanno risposto alla richiesta di informazioni, rispettivamente, l'11 e il 13 giugno 2018. 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 ad un legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento.

29

## Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Totale
<b>I semestre 2018</b>					
Ricavi da clienti terzi					
	4.654	20.650	10.685	82	36.071
<b>Ricavi per area geografica:</b>					
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
<b>Totale</b>	<b>4.654</b>	<b>20.650</b>	<b>10.685</b>	<b>82</b>	<b>36.071</b>
<b>Tempistiche di trasferimento beni/servizi:</b>					
Beni trasferiti in uno specifico momento	4.529	20.592	10.612	47	35.780
Beni/servizi trasferiti lungo un arco temporale	125	58	73	35	291

I ricavi da clienti terzi sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Accise	5.698	5.958
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	488	546
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	2.132	2.261
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	901	840
<b>Totale</b>	<b>9.219</b>	<b>9.605</b>

Maggiori informazioni sui ricavi della gestione caratteristica per settore di attività sono indicati alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

## Costi

### Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	19.103	18.493
Costi per servizi	5.487	5.991
Costi per godimento di beni di terzi	839	867
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	342	262
Altri oneri	776	380
	<b>26.547</b>	<b>25.993</b>
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(99)	(111)
	<b>26.448</b>	<b>25.882</b>

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono i costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €128 milioni (€139 milioni nel primo semestre 2017).

### Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Svalutazioni	272	199
a dedurre:		
- riprese di valore	(40)	(15)
	<b>232</b>	<b>184</b>

### Costo lavoro

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Costo lavoro	1.644	1.658
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(93)	(96)
	<b>1.551</b>	<b>1.562</b>

### Altri proventi (oneri) operativi

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

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	(33)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	88	50
	<b>89</b>	<b>17</b>

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

### Ammortamenti

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Ammortamenti	3.607	3.778
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(1)	(1)
	<b>3.606</b>	<b>3.777</b>

## Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Svalutazioni	103	83
a dedurre:		
- riprese di valore	(1)	(22)
	<b>102</b>	<b>61</b>

## Radiazioni

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Radiazioni:		
- attività materiali	21	183
- attività immateriali		10
	<b>21</b>	<b>193</b>

## 31 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
<b>Proventi (oneri) finanziari</b>		
Proventi finanziari	2.349	2.272
Oneri finanziari	(2.714)	(3.230)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	17	(51)
	(348)	(1.009)
Strumenti finanziari derivati	(273)	524
	<b>(621)</b>	<b>(485)</b>

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(255)	(331)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(56)	(50)
Interessi attivi verso banche	9	4
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	17	(51)
	(282)	(425)
<b>Differenze attive (passive) di cambio</b>		
Differenze attive di cambio	2.209	2.135
Differenze passive di cambio	(1.976)	(2.652)
	<b>233</b>	<b>(517)</b>
<b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	26	37
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	86	66
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo <sup>(a)</sup>	(128)	(144)
Altri proventi (oneri) finanziari	(283)	(26)
	<b>(299)</b>	<b>(67)</b>
	<b>(348)</b>	<b>(1.009)</b>

(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.

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

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Strumenti finanziari derivati su valute	(304)	503
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	31	21
	(273)	524

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

## 32 Proventi (oneri) su partecipazioni

### Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	526	145
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(125)	(65)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	5	
	401	85

Le informazioni relative alle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono riportate alla nota n. 12 - Partecipazioni.

### Altri proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Dividendi	79	69
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	(6)	
Altri proventi (oneri) netti	(7)	
	73	62

I dividendi di €79 milioni si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €54 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €21 milioni.

## 33 Imposte sul reddito

(€ milioni)	I semestre 2018	I semestre 2017
Imposte correnti:		
- imprese italiane	149	151
- imprese estere	2.317	1.549
	<b>2.466</b>	<b>1.700</b>
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	(16)	(211)
- imprese estere	236	(138)
	<b>220</b>	<b>(349)</b>
	<b>2.686</b>	<b>1.351</b>

34 **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.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.601.140.133 (stesso ammontare nel primo semestre 2017).

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 nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 30 giugno 2018 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano ILT azionario. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 1.525.528 per il primo semestre 2018. Nel primo semestre 2017 non ci sono azioni di potenziale emissione con effetti diluitivi sui risultati.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

	I semestre 2018	I semestre 2017
<b>Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice</b>	<b>3.601.140.133</b>	<b>3.601.140.133</b>
Numeri di azioni potenziali a fronte del piano ILT azionario	1.525.528	
<b>Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito</b>	<b>3.602.665.661</b>	<b>3.601.140.133</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>	<b>(€ milioni)</b>	<b>2.198</b>
<b>Utile (perdita) per azione semplice</b>	<b>(ammontari in € per azione)</b>	<b>0,61</b>
<b>Utile (perdita) per azione diluito</b>	<b>(ammontari in € per azione)</b>	<b>0,61</b>
		<b>0,27</b>

35 **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 2018 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	Utili interni	Totale
<b>I semestre 2018</b>						
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	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
<b>I semestre 2017</b>						
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	9.326	25.652	10.859	687		
a dedurre: ricavi infrasettori	(5.683)	(5.457)	(1.098)	(596)		
Ricavi da terzi	3.643	20.195	9.761	91		33.690
Risultato operativo	2.479	(11)	397	(345)	154	2.674

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Utili interni	Totale
<b>30 giugno 2018</b>						
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	67.929	9.723	12.846	1.044	(778)	90.764
Attività non direttamente attribuibili						27.580
Passività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	18.661	7.320	4.477	4.323	(367)	34.414
Passività non direttamente attribuibili						33.459
<b>31 dicembre 2017</b>						
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	66.661	11.058	11.599	1.108	(610)	89.816
Attività non direttamente attribuibili						25.112
Passività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	17.273	8.851	4.005	4.053	(306)	33.876
Passività non direttamente attribuibili						32.973

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(b) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

## 36 Rapporti con parti correlate

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

- (a) 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 con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) 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. L'unica operazione non esente, esaminata e valutata positivamente in applicazione della procedura, riguarda il rapporto per servizi di branding e pubblicità (per un importo inferiore a 1 milione di euro) intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione;
- (d) 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 2018" che si considera parte integrante delle presenti note.

## Rapporti commerciali e diversi

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2018			I semestre 2018		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
<b>Joint venture e imprese collegate</b>						
Agiba Petroleum Co	2	103				
Angola LNG Supply Services Llc			174			
Coral FLNG SA	32	31	1.126			
Gruppo Saipem	61	79	7.119			
Karachaganak Petroleum Operating BV	30	215				
Mellitah Oil & Gas BV	5	276				
Petrobel Belayim Petroleum Co	110	2.094				
Unión Fenosa Gas SA			57			
Altre (*)	85	25	1			
	<b>325</b>	<b>2.823</b>	<b>8.477</b>			
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>						
Eni BTC Ltd			174			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	81	1	4			
Altre (*)	11	26	8			
	<b>92</b>	<b>27</b>	<b>186</b>			
	<b>417</b>	<b>2.850</b>	<b>8.663</b>			
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>						
Gruppo Enel	154	189				
Gruppo Italgas	14	55				
Gruppo Snam	293	251				
Gruppo Terna	36	36				
GSE - Gestore Servizi Energetici	27	33				
Altre (*)	48	17				
	<b>572</b>	<b>581</b>				
		<b>2</b>				
<b>Fondi pensione e fondazioni</b>						
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	35	140				
	<b>1.024</b>	<b>3.573</b>	<b>8.663</b>			

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

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2017			I semestre 2017		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
<b>Joint venture e imprese collegate</b>						
Agiba Petroleum Co	1	83			27	
Coral FLNG SA	20	4	1.094			
Gruppo Saipem	63	76	7.270			
Karachaganak Petroleum Operating BV	36	121				
Mellitah Oil & Gas BV	5	220				
Petrobel Belayim Petroleum Co	86	1.205				
Unión Fenosa Gas SA			57			
Altre (*)	84	22				
	<b>295</b>	<b>1.731</b>	<b>8.421</b>			
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>						
Eni BTC Ltd			169			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	77	1	5			
Altre (*)	20	23	7			
	<b>97</b>	<b>24</b>	<b>181</b>			
	<b>392</b>	<b>1.755</b>	<b>8.602</b>			
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>						
Gruppo Enel	123	187				
Gruppo Italgas	14	180	1			
Gruppo Snam	187	351				
Gruppo Terna	35	31				
GSE - Gestore Servizi Energetici	69	219				
Altre (*)	50	21				
	<b>478</b>	<b>989</b>	<b>1</b>			
<b>Fondi pensione e fondazioni</b>						
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	39	145				
	<b>910</b>	<b>2.891</b>	<b>8.603</b>			
	<b>994</b>	<b>5.060</b>	<b>183</b>			

(\*) 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 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 la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore 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 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 dei 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, 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 i fondi pensione e le fondazioni riguardano:

- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €12 milioni;
- i contributi erogati a Fondazione Eni Enrico Mattei per €2 milioni.

### *Rapporti di natura finanziaria*

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2018			I semestre 2018	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari
<b>Joint venture e imprese collegate</b>					
Angola LNG Ltd			240		
Cardón IV SA	1.005				
Coral FLNG SA	75				
Coral South FLNG DMCC			1.373		
Société Centrale Electrique du Congo SA	67	48			
Altre (*)	45	45	49	3	
	<b>1.192</b>	<b>93</b>	<b>1.662</b>	<b>3</b>	
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>					
Altre (*)	55	25	1		
	<b>55</b>	<b>25</b>	<b>1</b>		
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>					
Altre (*)		36			1
		<b>36</b>			<b>1</b>
	<b>1.247</b>	<b>154</b>	<b>1.663</b>	<b>3</b>	<b>1</b>

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

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2017			I semestre 2017	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari
<b>Joint venture e imprese collegate</b>					
Angola LNG Ltd			233		
Cardón IV SA	955			45	
Coral FLNG SA	56				
Coral South FLNG DMCC			1.334		
Gruppo Saipem	3	56		9	
Matrixa SpA				4	
Shatskmoreftegaz Sàrl	101			3	7
Société Centrale Electrique du Congo SA	66	43		1	
Altre (*)	48	49	2	4	9
	<b>1.226</b>	<b>95</b>	<b>1.625</b>	<b>66</b>	<b>16</b>
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>					
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	60	9			
Altre (*)	1	52		1	
	<b>61</b>	<b>61</b>			<b>1</b>
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>					
Altre (*)		8			3
		<b>8</b>			<b>3</b>
	<b>1.287</b>	<b>164</b>	<b>1.625</b>	<b>67</b>	<b>19</b>

(\*) 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:

- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario 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;
- il finanziamento concesso alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo.

### **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)

	30.06.2018			31.12.2017		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	15.670	896	5,72	15.737	907	5,76
Altre attività correnti	3.100	82	2,65	1.573	30	1,91
Altre attività finanziarie non correnti	1.613	1.189	73,71	1.675	1.214	72,48
Altre attività non correnti	862	104	12,06	1.323	46	3,48
Passività finanziarie a breve termine	2.236	154	6,89	2.242	164	7,31
Debiti commerciali e altri debiti	15.511	3.464	22,33	16.748	2.808	16,77
Altre passività correnti	3.693	86	2,33	1.515	60	3,96
Altre passività non correnti	1.472	23	1,56	1.479	23	1,56

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

(€ milioni)

	I semestre 2018			I semestre 2017		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	36.071	626	1,74	33.690	990	2,94
Altri ricavi e proventi	838	3	0,36	626	4	0,64
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(26.448)	(4.210)	15,92	(25.882)	(5.049)	19,51
Costo lavoro	(1.551)	(12)	0,77	(1.562)	(11)	0,70
Altri proventi (oneri) operativi	89	186	...	17	183	...
Proventi finanziari	2.349	3	0,13	2.272	67	2,95
Oneri finanziari	(2.714)	(1)	0,04	(3.230)	(19)	0,59

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

(€ milioni)

	I semestre 2018	I semestre 2017
Ricavi e proventi	629	994
Costi e oneri	(2.678)	(2.747)
Altri proventi (oneri) operativi	186	183
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	63	(153)
Interessi	2	63
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>(1.798)</b>	<b>(1.660)</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(1.544)	(2.313)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	405	774
Variazione crediti finanziari	3	(121)
<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>	<b>(1.136)</b>	<b>(1.660)</b>
Variazione debiti finanziari	(11)	(1)
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>	<b>(11)</b>	<b>(1)</b>
<b>Totale flussi finanziari verso entità correlate</b>	<b>(2.945)</b>	<b>(3.321)</b>

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

(€ milioni)

	I semestre 2018			I semestre 2017		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.220	(1.798)	...	4.638	(1.660)	...
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.738)	(1.136)	41,49	(4.214)	(1.660)	39,39
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.417)	(11)	0,46	(1.121)	(1)	0,09

**37 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti**

Nel primo semestre 2018 e 2017 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

**38 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali**

Nel primo semestre 2018 e 2017 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

**39 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 2018, nel corso del primo semestre 2018.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018 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 2018:
    - 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.

26 luglio 2018

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial Officer

# Relazione della Società di revisione



EY S.p.A.  
Via Po, 32  
00198 Roma

Tel: +39 06 324751  
Fax: +39 06 32475504  
ey.com

Building a better  
working world

## Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della  
Eni S.p.A.

### 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 S.p.A. e controllate ("Gruppo Eni") al 30 giugno 2018. 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.

### 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 2018 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.

Roma, 31 luglio 2018

EY S.p.A.

Riccardo Rossi  
(Socio)

EY S.p.A.  
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma  
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 I.v.  
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma  
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904  
P.IVA 00891231003  
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998  
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione  
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



Allegati al bilancio consolidato  
semestrale abbreviato



## Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 30 giugno 2018

### Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2018

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 2018, 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 2018 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre Partecipazioni Rilevanti <sup>(a)</sup>		
	Italia	Esteri	Totale	Italia	Esteri	Totale	Italia	Esteri	Totale
<b>Imprese consolidate con il metodo integrale</b>	<b>28</b>	<b>145</b>	<b>173</b>						
<b>Imprese consolidate joint operation</b>				<b>7</b>	<b>5</b>	<b>12</b>			
<b>Partecipazioni di imprese consolidate<sup>(b)</sup></b>									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	4	24	28	19	38	57			
Valutate con il metodo del costo	4	9	13	3	32	35			
Valutate con il metodo del fair value							4	23	27
	<b>8</b>	<b>33</b>	<b>41</b>	<b>22</b>	<b>70</b>	<b>92</b>	<b>4</b>	<b>25</b>	<b>27</b>
<b>Partecipazioni di imprese non consolidate</b>									
Possedute da imprese controllate			2	2					
Possedute da imprese a controllo congiunto			2		2				
	<b>36</b>	<b>180</b>	<b>216</b>	<b>29</b>	<b>75</b>	<b>104</b>	<b>4</b>	<b>23</b>	<b>27</b>

(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

La Legge 28 dicembre 2015, n. 208, (Legge di stabilità 2016), con decorrenza 1° gennaio 2016, 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 i regimi fiscali, anche speciali, di Stati o territori si considerano privilegiati laddove il livello nominale di tassazione risulti inferiore al 50 per cento di quello applicabile in Italia, da tale nozione sono esclusi gli Stati appartenenti all'Unione Europea ovvero quelli appartenenti allo Spazio Economico Europeo con i quali l'Italia ha stipulato un accordo che assicuri un effettivo scambio di informazioni.

Al 30 giugno 2018 Eni controlla 10 società residenti in Stati o territori che applicano un regime fiscale privilegiato individuati dall'art. 167, comma 4 del TUIR, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 10 società, 6 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni. Le restanti 4 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione del livello di tassazione cui sono sottoposte. Delle 10 società, 8 rivengono dalle acquisizioni di Lasmo Plc, di Burren Energy Plc, di attività congolesi della Maurel & Prom e di attività indonesiane di Hess Corporation. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi considerati a regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2018 saranno oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young.

## Impresa consolidante

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA <sup>(*)</sup>	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,76 4,34 0,91 68,99

## Imprese controllate

### Exploration & Production

#### In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento 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	120.000	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	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera 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 (*)
<b>Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Burren (Cyprus) Holdings Ltd (in liquidazione)</b>	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	1.710	Burren En.(Berm)Ltd	100,00		Co.
<b>Burren Energy (Bermuda) Ltd (9)</b>	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Burren Energy (Egypt) Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
<b>Burren Energy Congo Ltd (9)</b>	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En.(Berm)Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Burren Energy India Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Burren Energy Plc</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
<b>Burren Energy Ship Management Ltd (in liquidazione)</b>	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren En.(Berm)Ltd Burren(Cyp)Hold.Ltd - (L)	50,00 50,00		Co.
<b>Burren Shakti Ltd (8)</b>	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Abu Dhabi BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni AEP Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Algeria Exploration BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Algeria Ltd Sàrl</b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Algeria Production BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ambalat Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni America Ltd</b>	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Angola Exploration BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Angola Production BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Argentina Exploración y Explotación SA</b>	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
<b>Eni Arguni I Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Australia BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Australia Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni BB Petroleum Inc</b>	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni BTC Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	23.214.400	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Eni Bukat Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia 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.

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

## All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Eni Bulungan BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Eni Canada Holding Ltd</b>	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni CBM Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni China BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Congo SA</b>	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.
<b>Eni Côte d'Ivoire Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Croatia BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Croazia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Cyprus Ltd</b>	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Dación BV (in liquidazione)</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		Co.
<b>Eni Denmark BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda</b>	Rio De Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		P.N.
<b>Eni East Canal Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni East Sepungan Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Elgin/Franklin Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Energy Russia BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Exploration &amp; Production Holding BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Gabon SA</b>	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	13.132.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ganal Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Gas &amp; Power LNG Australia BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ghana Exploration and Production Ltd</b>	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Hewett Ltd</b>	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni India Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Indonesia Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Indonesia Ots 1 Ltd (8)</b>	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia 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.

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

## All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Eni International NA NV Sàrl</b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Investments Plc</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
<b>Eni Iran BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Iraq BV<sup>(24)</sup></b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ireland BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Isatay BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni JPDA 03-13 Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni JPDA 06-105 Pty Ltd</b>	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni JPDA 11-106 BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Kenya BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Krueng Mane Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Lasmo Plc</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
<b>Eni Lebanon BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Liberia BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
<b>Eni LNS Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Marketing Inc</b>	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Maroc BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni México S. de RL de CV</b>	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.
<b>Eni Middle East BV (in liquidazione)</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		Co.
<b>Eni Middle East Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni MOG Ltd (in liquidazione)</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	220.711.147,50	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
<b>Eni Montenegro BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Mozambique Engineering Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Mozambique LNG Holding BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	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.

(24) La società ha una filiale in Iraq ed una in Dubai, Emirati Arabi Uniti, quest'ultimo, Stato o territorio a regime privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza del Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

## All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Eni Muara Bakau BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Myanmar BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Norge AS</b>	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni North Africa BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni North Ganal Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Oil &amp; Gas Inc</b>	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Oil Algeria Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Oil Holdings BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Oman BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl</b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Pakistan Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Petroleum Co Inc</b>	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
<b>Eni Petroleum US Lic</b>	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Portugal BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Rapak Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni RD Congo SA</b>	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)	P.N.	
<b>Eni Rovuma Basin BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Mozambique LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni South Africa BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni South China Sea Ltd Sàrl</b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Eni TNS Ltd</b>	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Trinidad and Tobago Ltd</b>	Port Of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Tunisia BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Turkmenistan Ltd (9)</b>	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En.(Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni UHL Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni UK Holding Plc</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	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 localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

## All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Eni UK Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni UKCS Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ukraine Holdings BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ukraine Llc</b>	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	42.004.757,64	Eni Ukraine Hold.BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
<b>Eni Ukraine Shallow Waters BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold.BV	100,00		P.N.
<b>Eni ULT Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni ULX Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni US Operating Co Inc</b>	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni USA Gas Marketing Llc</b>	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni USA Inc</b>	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Venezuela BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P Holding	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Venezuela E&amp;P Holding SA</b>	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.057.680	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)	100,00	C.I.
<b>Eni Ventures Plc (in liquidazione)</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		Co.
<b>Eni Vietnam BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni West Timor Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Yemen Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
<b>EniProgetti Egypt Ltd</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.
<b>Eurl Eni Algérie</b>	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sarl	100,00		P.N.
<b>First Calgary Petroleum LP</b>	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
<b>First Calgary Petroleum Partner Co ULC</b>	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Ieoc Exploration BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Ieoc Production BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Lasmo Sanga Sanga Ltd (9)</b>	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Liverpool Bay Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
<b>Nigerian Agip CPFA Ltd</b>	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.

(\*) 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 localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

## All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Nigerian Agip Exploration Ltd</b>	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
<b>Nigerian Agip Oil Co Ltd</b>	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
<b>OOO 'Eni Energhia'</b>	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
<b>Zetah Congo Ltd (8)</b>	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En.Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
<b>Zetah Kouilou Ltd (8)</b>	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.

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

## Gas & Power

### In Italia

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

#### All'estero

<b>Eni Austria GmbH</b>	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
<b>Eni Benelux BV</b>	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Deutschland GmbH</b>	Monaco Di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ecuador SA</b>	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
<b>Eni France Sàrl</b>	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Iberia SLU</b>	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd</b>	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Marketing Austria GmbH</b>	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh.GmbH Eni International BV	99,99 (.)	100,00	C.I.
<b>Eni Mineralölhandel GmbH</b>	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Schmiertechnik GmbH</b>	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Suisse SA</b>	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni USA R&amp;M Co Inc</b>	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Esicontrol SA</b>	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
<b>Esain SA</b>	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (.)	100,00	C.I.
<b>Oléoduc du Rhône SA</b>	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>OOO "Eni-Nefto"</b>	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		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.

## All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)	% Consolidata di pertinenza Eni	P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (.)			

(\*) 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 (*)
<b>Versalis SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.364.790.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

## In Italia

<b>Consorzio Industriale Gas Naturale (in liquidazione)</b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Raff. Milazzo ScpA Syndial SpA	53,55 18,74 15,37 11,58 0,76		P.N.
---	--------------------------	--------	-----	---------	---	--	--	------

## All'estero

<b>Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénnytársaság</b>	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
<b>Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd (in liquidazione)</b>	Shanghai (Cina)	Cina	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00		P.N.
<b>Versalis Americas Inc</b>	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
<b>Versalis Congo Sarl</b>	Pointe - Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	CDF	1.000.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
<b>Versalis Deutschland GmbH</b>	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Versalis France SAS</b>	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Versalis International SA</b>	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.
<b>Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi</b>	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
<b>Versalis Pacific (India) Private Ltd</b>	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi	99,99 0,01		
<b>Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd</b>	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Versalis Singapore Pte Ltd</b>	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00		P.N.
<b>Versalis UK Ltd</b>	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	Modo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Agenzia Giornalistica Italia SpA</b>	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Adfin SpA</b> (in liquidazione)	Roma	Italia	EUR	85.537.498,80	Eni SpA Soci Terzi	99,67 0,33	99,67	C.I.
<b>Eni Corporate University SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>EniServizi SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Serfactoring SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00	49,00	C.I.
<b>Servizi Aerei SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

#### All'estero

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

## Altre attività

### In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Mетодо di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Anic Partecipazioni SpA</b> (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Syndial SpA Soci Terzi	99,97 0,03		P.N.
<b>Eni Energia Srl</b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni SpA	100,00		Co.
<b>Eni New Energy SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA</b> (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
<b>Ing. Luigi Conti Vecchi SpA</b>	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Syndial Servizi Ambientali SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	425.647.621,42	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

### All'estero

<b>Arm Wind Llp</b>	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	173.100	Windirect BV	100,00		
<b>Eni New Energy Egypt SAE</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV Ieoc Production BV Ieoc Exploration BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
<b>Oleodotto del Reno SA</b>	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
<b>Windirect BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	10.000	Eni International BV Soci Terzi	90,00 10,00		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.

## 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 (%)
<b>Mozambique Rovuma Venture SpA<sup>(t)</sup></b>	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29	35,71	J.O.
<b>Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA<sup>(t)</sup></b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.

#### All'estero

<b>Agiba Petroleum Co<sup>(t)</sup></b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
<b>Angola LNG Ltd</b>	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	10.782.000.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40	P.N.
<b>Ashrafi Island Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
<b>Barentsmorneftegaz Sàrl<sup>(t)</sup></b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
<b>Cabo Delgado Gas Development Limitada<sup>(t)</sup></b>	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
<b>Cardón IV SA<sup>(t)</sup></b>	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	17.210.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
<b>Compañía Agua Plana SA</b>	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00	Co.
<b>Coral FLNG SA</b>	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00	P.N.
<b>Coral South FLNG DMCC</b>	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00	P.N.
<b>East Delta Gas Co (in liquidazione)</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50	Co.
<b>East Kanayis Petroleum Company<sup>(t)</sup></b>	Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
<b>East Obaiyed Petroleum Company<sup>(t)</sup></b>	Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
<b>El Temsah Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
<b>El-Fayrouz Petroleum Co<sup>(t)</sup> (in liquidazione)</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
<b>Fedynskmorneftegaz Sàrl<sup>(t)</sup></b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
<b>InAgip doo<sup>(t)</sup></b>	Zagabria (Croazia)	Croazia	HRK	54.000	Eni Croatia 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.

(t) 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 (*)
<b>Isatay Operating Company Llp</b> <sup>(t)</sup>	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
<b>Karachaganak Petroleum Operating BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
<b>Karachaganak Project Development Ltd (KPD)</b>	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
<b>Khaleej Petroleum Co Wll</b>	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
<b>Liberty National Development Co Llc</b>	Wilmington (USA)	USA	USD	0 <sup>(a)</sup>	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
<b>Llc 'Westgasinvest'</b> <sup>(t)</sup>	Lviv (Ucraina)	Ucraina	UAH	2.000.000	Eni Ukraine Hold.BV Soci Terzi	50,01 49,99		P.N.
<b>Mediterranean Gas Co</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Mellitah Oil &amp; Gas BV</b> <sup>(t)</sup>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
<b>Nile Delta Oil Co Nidoco</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
<b>Norpipe Terminal Holdco Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	30,32	Eni SpA Soci Terzi	25,92 74,08		P.N.
<b>Norsea Pipeline Ltd</b>	Woking Surrey (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68		P.N.
<b>North Bardawil Petroleum Co (in liquidazione)</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
<b>North El Burg Petroleum Company</b>	Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Petrobel Belayim Petroleum Co</b> <sup>(t)</sup>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
<b>PetroBicentenario SA</b> <sup>(t)</sup>	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	379.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
<b>PetroJunín SA</b> <sup>(t)</sup>	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	2.402.100.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
<b>PetroSucre SA</b>	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	220.300.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
<b>Pharaonic Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Port Said Petroleum Co</b> <sup>(t)</sup>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
<b>Ramli Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
<b>Ras Qattara Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
<b>Rovuma Basin LNG Land Limitada</b> <sup>(t)</sup>	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Mozambique Rovuma Venture SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
<b>Shatskneftegaz Sàrl</b> <sup>(t)</sup>	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		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.

(t) 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 (*)
<b>Shorouk Petroleum Company</b>	Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Société Centrale Electrique du Congo SA</b>	Pointe - Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
<b>Société Italotunisienne d'Exploitation Pétrolière SA (t)</b>	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA(t)</b>	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
<b>Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS(t)</b>	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	9.850.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Tecninco Engineering Contractors Lip(t)</b>	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
<b>Thekah Petroleum Co (in liquidazione)</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>United Gas Derivatives Co</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	195.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
<b>VIC CBM Ltd(t)</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Virginia Indonesia Co CBM Ltd (t)</b>	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>West ASHRAFI Petroleum Company (t) (in liquidazione)</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc 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.

(t) 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 (*)
<b>Mariconsult SpA (†)</b>	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Società EniPower Ferrara Srl (†)</b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.
<b>Transmed SpA (†)</b>	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

### All'estero

<b>Angola LNG Supply Services Llc</b>	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
<b>Blue Stream Pipeline Co BV (†)</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
<b>Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA (†)</b>	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
<b>Gas Supply Company of Thessaloniki-Thessalia SA (†)</b>	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
<b>GreenStream BV (†)</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
<b>Premium Multiservices SA</b>	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
<b>SAMCO Sagl</b>	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Transmed.Pip.Co Ltd Eni International BV Soci Terzi	90,00 5,00 5,00		P.N.
<b>Transmediterranean Pipeline Co Ltd (†) (19)</b>	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
<b>Unión Fenosa Gas SA (†)</b>	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA 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.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(19) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

## Refining & Marketing e Chimica

### Refining & Marketing

#### In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Modo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Arezzo Gas SpA<sup>(†)</sup></b>	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA</b>	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
<b>Consorzio Operatori GPL di Napoli</b>	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Costiero Gas Livorno SpA<sup>(†)</sup></b>	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
<b>Disma SpA</b>	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
<b>Livorno LNG Terminal SpA</b>	Livorno	Italia	EUR	200.000	Costiero Gas LSpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>PETRA SpA<sup>(†)</sup></b>	Ravenna	Italia	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Petroven Srl<sup>(†)</sup></b>	Genova	Italia	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	J.O.
<b>Porto Petroli di Genova SpA</b>	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
<b>Raffineria di Milazzo ScpA<sup>(†)</sup></b>	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
<b>Seram SpA</b>	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA</b>	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
<b>Termica Milazzo Srl<sup>(†)</sup></b>	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	J.O.

#### All'estero

<b>AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH<sup>(†)</sup></b>	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
<b>Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH<sup>(†)</sup></b>	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
<b>City Carburoil SA<sup>(†)</sup></b>	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
<b>Egyptian International Gas Technology Co</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
<b>ENEOS Italsing Pte Ltd</b>	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 (*)
<b>FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG</b>	Vienna (Austria)	Austria	EUR	7.798.020,99	Eni Austria GmbH Eni Mineralölh.GmbH Eni Marketing A.GmbH Soci Terzi	14,56 14,56 14,56 56,32		Co.
<b>Fuelling Aviation Services GIE</b>	Tremblay En France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Mediterranée Bitumes SA</b>	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
<b>RouteX BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
<b>Saraco SA</b>	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
<b>Supermetanol CA (*)</b>	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VEF	12.086.744,84	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 <sup>(b)</sup> 30,07 35,42	50,00	J.O.
<b>TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH (*)</b>	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A.GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Weat Electronic Datenservice GmbH</b>	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.

(t) 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	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Mетод 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.
Newco Tech SpA (†)	Novara	Italia	EUR	179.000	Versalis SpA Genomatica Inc.	80,00 20,00		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.

(\*) 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	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)	% Consolidata di pertinenza Eni	Co.
Commonwealth Fusion Systems Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	139.938.425	Eni Next Llc Soci Terzi	35,73 64,27			

(\*) 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	Mетодо di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)</b>	Ferrandina (MT)	Italia	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 <sup>(a)</sup> 40,44		Co.
<b>Ottana Sviluppo S.p.A. (in liquidazione)</b>	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
<b>Saipem SpA <sup>(*)</sup> <sup>(†)</sup></b>	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 <sup>(b)</sup> 1,47 67,99		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.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Syndial SpA 48,00  
Soci Terzi 52,00

(b) Quota di Controllo: Eni SpA 31,00  
Soci Terzi 69,00

## Altre Partecipazioni Rilevanti

### Exploration & Production

#### In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Mетодо di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione</b>	Pisa	Italia	EUR	135.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00	F.V.

#### All'estero

<b>Administradora del Golfo de Paria Este SA</b>	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
<b>Brass LNG Ltd</b>	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
<b>Darwin LNG Pty Ltd</b>	West Perth (Australia)	Australia	AUD	692.507.924,87	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
<b>New Liberty Residential Co Llc</b>	West Trenton (USA)	USA	USD	0 <sup>(a)</sup>	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
<b>Nigeria LNG Ltd</b>	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
<b>North Caspian Operating Company NV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
<b>OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA</b>	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
<b>Petrolera Güiria SA</b>	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	1.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
<b>Point Fortin LNG Exports Ltd</b>	Port Of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69	F.V.
<b>SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA</b>	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
<b>Torsina Oil Co</b>	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc 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 &amp; 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	Mетодо di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Consorzio Nazionale per la Gestione Raccolta e Trattamento degli Oli Minerali Usati</b>	Roma	Italia	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	12,43 87,57	F.V.
<b>Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA<sup>(14)</sup></b>	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	F.V.

#### All'estero

<b>BFS Berlin Fuelling Services GbR</b>	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	91.139	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
<b>Compania de Economia Mixta 'Austrogas'</b>	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	F.V.
<b>Dépot Pétrolier de Fos SA</b>	Fos-sur-mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
<b>Dépot Pétrolier de la Côte d'Azur SAS</b>	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
<b>Joint Inspection Group Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 <sup>(a)</sup>	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
<b>S.I.P.G. Société Immobilier Pétrolier de Gestion Snc</b>	Tremblay En France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
<b>Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados</b>	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56	F.V.
<b>Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR</b>	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	8.898	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
<b>TAR - Tankanlage Ruemlang AG</b>	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.
<b>Tema Lube Oil Co Ltd</b>	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.

## Corporate e Altre attività

### Corporate e società finanziarie

#### In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Mетодо di consolidamento о criterio di valutazione (*)
Emittenti Titoli SpA (in liquidazione)	Milano	Italia	EUR	4.264.000	Eni SpA Emittenti Titoli SpA (L) Soci Terzi	10,00 <sup>(b)</sup> 0,78 89,22	F.V.

#### All'estero

OGCI Climate Investments LLP	London (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 <sup>(a)</sup>	Eni UK Ltd 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.

(b) Quota di Controllo: Eni SpA 10,08  
Soci Terzi 89,92

## Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

### Imprese consolidate con il metodo integrale

#### Imprese incluse (n. 5)

Eni East Gasan Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni Lebanon BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Next Lic	Houston	Corporate e società finanziarie	Costituzione
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Mestni Plinovodi distribucija plina doo	Capodistria	Gas & Power	Acquisizione

#### Imprese escluse (n. 7)

Eni Bulungan BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Engineering E&P Ltd	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Liverpool Bay Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Mestni Plinovodi distribucija plina doo	Capodistria	Gas & Power	Fusione
Tigáz Tiszántúli Gázszerelő Zártkörűen Működő Részvénnytársaság	Hajdúszoboszló	Gas & Power	Cessione
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló	Gas & Power	Cessione

Eni SpA

**Sede Legale**

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2017: € 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

Integrated 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 2017 - Summary Annual Review (in inglese)

Eni For 2017 - Sustainability Report (in italiano e in inglese)

**Sito internet**

[www.eni.com](http://www.eni.com)

**Centralino**

+39-0659821

**Numero verde**

800940924

**Casella email**

[segreteriasocietaria.azionisti@eni.com](mailto:segreteriasocietaria.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](mailto:investor.relations@eni.com)

