



CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

DETERMINAZIONE E RELAZIONE
SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO
SULLA GESTIONE FINANZIARIA
DI ENI SPA

2019

Determinazione del 17 dicembre 2020, n. 127



CORTE DEI CONTI





CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

DETERMINAZIONE E RELAZIONE
SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO
SULLA GESTIONE FINANZIARIA
DI ENI SPA

2019

Relatore: Presidente di sezione Manuela Arrigucci

Ha collaborato

per l'istruttoria e l'elaborazione dei dati:

dr. Roberto Andreotti



CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 17 dicembre 2020, tenutasi in videoconferenza, ai sensi dell'art. 85, comma 8 bis, del decreto legge 17 marzo n. 18, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 aprile 2020 n. 27, come modificato dalla legge 13 ottobre 2020, n. 126 di conversione del decreto legge 14 agosto 2020 n. 104, e secondo le "Regole tecniche e operative" adottate con i decreti del Presidente della Corte dei conti del 18 maggio 2020, n. 153 e del 27 ottobre 2020, n. 287;

visto l'art. 100, comma secondo, della Costituzione;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti, approvato con r.d. 12 luglio 1934, n. 1214;

viste le leggi 21 marzo 1958, n. 259 e 14 gennaio 1994, n. 20;

visto il decreto del Presidente della Repubblica in data 11 marzo 1961 con il quale l'ENI, Ente Nazionale Idrocarburi, è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

vista la legge 8 agosto 1992, n. 359, di conversione, con modificazioni, del decreto-legge 11 luglio 1992, n. 333, con cui l'Ente Nazionale Idrocarburi, da ente di diritto pubblico, costituito con legge 10 febbraio 1953, n. 136, è stato trasformato in società per azioni, assumendo la denominazione di Eni S.p.A.;

visto il bilancio della Società suddetta, relativo all'esercizio finanziario 2019, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte dei conti in adempimento dell'art. 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente di Sezione Manuela Arrigucci e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per l'esercizio 2019;



CORTE DEI CONTI

ritenuto che, assolti così gli adempimenti di legge, si possano comunicare alle dette Presidenze, a norma dell'art. 7 della citata legge n. 259 del 1958, il bilancio di esercizio - corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione - e la relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce, quale parte integrante;

P. Q. M.

comunica, a norma dell'art. 7 della legge n. 259 del 21 marzo 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con il bilancio per l'esercizio 2019 di Eni S.p.A. - corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione - l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società medesima per detto esercizio.

PRESIDENTE RELATORE

Manuela Arrigucci

DIRIGENTE

Gino Galli

depositato in segreteria

SOMMARIO

PREMESSA	1
1. PROFILI NORMATIVI, OGGETTO SOCIALE E ASSETTO PROPRIETARIO	2
2. IL GOVERNO SOCIETARIO, GLI ORGANI E IL SISTEMA DEI CONTROLLI.....	5
2.1. La <i>Corporate Governance</i>	5
2.2. L'Assemblea degli azionisti.....	5
2.3. Il Consiglio di amministrazione	7
2.3.1. Il Presidente	8
2.3.2. L'Amministratore delegato	8
2.3.3. I Comitati	9
2.4. Il Collegio sindacale	10
2.5. La remunerazione degli organi e della dirigenza	11
2.6. Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi	16
2.7. Il sistema normativo anticorruzione	20
3. LE RISORSE UMANE	22
3.1. Personale e costo del lavoro del Gruppo.....	22
3.1.1. Valutazione delle <i>performance</i>	26
3.1.2. Formazione.....	26
3.1.3. Contenzioso del lavoro.....	27
3.1.4. La sicurezza	28
3.1.5. Costo del lavoro	29
3.2. Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A.	30
4. STRUTTURA ORGANIZZATIVA E PROFILI GESTIONALI.....	32
4.1. La struttura organizzativa	32
4.2. Profili gestionali	35
4.2.1. Attività negoziale posta in essere nel 2019.....	36
4.2.2. Tipologia degli atti negoziali.....	37
4.2.3. Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro.....	37
4.2.4. Procedure di affidamento	39
4.3. Profili operativi	39
4.3.1. Settore <i>Exploration & Production (E&P)</i>	39
4.3.2. Settore <i>Gas & Power</i>	40
4.3.3. Settore <i>Refining & Marketing (R&M)</i> e Chimica.....	40
4.4. Piano di lungo termine al 2050 e Piano d'azione 2020 - 2023	41

5. CONTENZIOSO	46
5.1. Procedimenti penali in materia di salute, sicurezza e ambiente.....	47
5.2. Procedimenti civili o amministrativi in materia di salute, sicurezza e ambiente...	53
5.3. Procedimenti in materia di responsabilità penale amministrativa di impresa.....	56
5.4. Altri procedimenti penali	60
5.5. Contenziosi fiscali.....	62
5.6. Contenziosi definiti	63
6. I RISULTATI DELLA GESTIONE	65
6.1. Sintesi dei risultati del Gruppo nell'esercizio 2019.....	65
6.2. Risultati del primo semestre 2020 e impatto della pandemia COVID-19.....	66
7. BILANCIO DI ESERCIZIO DI ENI S.P.A.	69
7.1. Contenuto e forma del bilancio di esercizio	69
7.2. Modifiche dei criteri contabili.....	69
7.3. Lo stato patrimoniale	70
7.3.1. L'attivo dello stato patrimoniale	70
7.3.2. Il passivo dello stato patrimoniale	76
7.4. Il conto economico	88
7.5. Il rendiconto finanziario	95
8. BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENI	98
8.1. Contenuto e forma del bilancio consolidato	98
8.2. Lo stato patrimoniale	98
8.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale	98
8.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale	104
8.3. Il conto economico	117
8.4. Il rendiconto finanziario	125
9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE.....	129

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Composizione azionariato.....	3
Tabella 2 - Presenza di genere negli organi di amministrazione e controllo	7
Tabella 3 - Compensi degli organi e dei dirigenti.....	15
Tabella 4 - La gestione delle segnalazioni	19
Tabella 5 - Personale del Gruppo.....	23
Tabella 6 - Composizione del personale del Gruppo Eni distinto per qualifica.....	24
Tabella 7 - Occupazione con riferimento alle pari opportunità	24
Tabella 8 - Occupati per area geografica	26
Tabella 9 - Formazione.....	27
Tabella 10 - Contenzioso in materia di lavoro	28
Tabella 11 - Infortuni sul lavoro.....	29
Tabella 12 - Costo del lavoro Gruppo Eni	30
Tabella 13 - Personale Eni S.p.A.	30
Tabella 14 - Costo del lavoro in Eni S.p.A.	31
Tabella 15 - Stato patrimoniale - attivo	70
Tabella 16 - Crediti commerciali e altri crediti	71
Tabella 17 - Partecipazioni.....	74
Tabella 18 - Variazioni partecipazioni	75
Tabella 19 - Stato patrimoniale - passivo.....	77
Tabella 20 - Debiti commerciali e altri debiti	78
Tabella 21 - Altre passività correnti	78
Tabella 22 - Passività finanziarie a breve, a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine	79
Tabella 23 - Prestiti obbligazionari	80
Tabella 24 - Indebitamento finanziario netto.....	81
Tabella 25 - Altre passività non correnti.....	82
Tabella 26 - Patrimonio netto	83
Tabella 27 - Variazione del patrimonio netto	86
Tabella 28 - Strumenti finanziari derivati e <i>hedge accounting</i>	87
Tabella 29 - Conto economico.....	88
Tabella 30 - Ricavi della gestione caratteristica	89
Tabella 31 - Proventi e oneri finanziari.....	91
Tabella 32 - Proventi netti su partecipazioni	92
Tabella 33 - Dettaglio proventi su partecipazioni	93
Tabella 34 - Dettaglio svalutazioni e altri oneri.....	94
Tabella 35 - Imposte sul reddito	94
Tabella 36 - Rendiconto finanziario.....	96
Tabella 37 - Stato patrimoniale - attivo	99
Tabella 38 - Immobili, impianti e macchinari	101
Tabella 39 - Partecipazioni (metodo del patrimonio netto)	103
Tabella 40 - Stato patrimoniale - passivo.....	105
Tabella 41 - Passività finanziarie a breve termine	106
Tabella 42 - Debiti commerciali ed altri debiti.....	106
Tabella 43 - Passività finanziarie non correnti.....	108

Tabella 44 - Passività finanziarie a lungo termine	108
Tabella 45 - Fondi per rischi e oneri	109
Tabella 46 - Fondo per benefici ai dipendenti	111
Tabella 47 - Patrimonio netto di Eni.....	112
Tabella 48 - Indebitamento finanziario netto e <i>leverage</i>	114
Tabella 49 - Strumenti finanziari derivati.....	116
Tabella 50 - Conto economico	118
Tabella 51 - Utile netto per azione.....	120
Tabella 52 - Ricavi della gestione caratteristica	120
Tabella 53 - Utile operativo	123
Tabella 54 - Utile operativo <i>adjusted</i>	123
Tabella 55 - Rendiconto finanziario.....	126

INDICE DEI GRAFICI

Grafico 1	37
Grafico 2	38

PREMESSA

Con la presente relazione la Corte dei conti riferisce al Parlamento, a norma dell'art. 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259, sul risultato del controllo eseguito, con le modalità dell'art. 12 della medesima legge, sulla gestione finanziaria di Eni S.p.A. per l'esercizio 2019 e sulle questioni più significative emerse sino a data corrente.

La precedente relazione, riguardante l'esercizio 2018, è stata approvata con determinazione n. 29 del 30 aprile 2020, pubblicata in Atti Parlamentari, XVIII Legislatura, Doc. XV, n. 272.

1. PROFILI NORMATIVI, OGGETTO SOCIALE E ASSETTO PROPRIETARIO

Eni S.p.A. (di seguito anche “Eni” o “la Società”) opera, quale impresa integrata, in tutta la filiera dell’energia, svolgendo attività di esplorazione, produzione e distribuzione di prodotti che spaziano tra energia elettrica, gas naturale, metano e petrolio.

E’ presente in 66 Paesi con 31.321¹ dipendenti, di cui 10.243 all’estero.

Eni è società emittente, con azioni quotate sul Mercato telematico azionario gestito da Borsa italiana SpA e con titoli quotati negli Stati Uniti sul *New York Stock Exchange* (“NYSE”).

Ha sede legale a Roma e due sedi secondarie a San Donato Milanese (MI).

Il capitale sociale, costituito da azioni ordinarie nominative indivisibili, ognuna delle quali dà diritto ad un voto, ammonta, al 31 dicembre 2019, ad euro 4.005.358.876, interamente versati, ed è rappresentato da 3.634.185.330 azioni prive di indicazione del valore nominale.

La partecipazione azionaria, diretta o indiretta, è soggetta al limite statutario del tre per cento del capitale sociale (art. 6.1 dello statuto), in attuazione dell’art. 3 del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, poi modificato dall’art. 3, comma 5, lettere a) e b) del decreto legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 maggio 2012, n. 56, il quale stabilisce che le società operanti, tra gli altri, nel settore dell’energia possono introdurre nello statuto un limite massimo di possesso azionario non superiore al cinque per cento riferito al singolo socio.

La partecipazione azionaria superiore al tre per cento non incide sull’esercizio dei diritti patrimoniali, ma non consente, con riguardo alle azioni eccedenti il limite stesso², l’esercizio del diritto di voto e di qualunque altro diritto diverso da quello patrimoniale.

Da tale limite sono escluse, ai sensi dell’art. 32 dello statuto, secondo quanto previsto dal sopra citato art. 3 del decreto legge n. 332 del 1994, le partecipazioni al capitale Eni detenute dal Ministero dell’economia e delle finanze, da Enti pubblici, o da soggetti da questi

¹ Il dato comprende le sole società consolidate integralmente.

² La norma speciale prevede che la clausola sui limiti al possesso azionario decada allorché il limite sia superato per effetto di un’offerta pubblica di acquisto, a condizione che l’offerente arrivi a detenere, a seguito dell’offerta, una partecipazione almeno pari al 75 per cento del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli Amministratori. In base a quanto previsto dall’art. 1, comma 384 della legge n. 266 del 2005 (Legge Finanziaria per il 2006), la medesima clausola verrebbe meno qualora nello statuto fossero inserite le norme sull’emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi previsti dalla disposizione stessa.

controllati (come Cassa depositi e prestiti SpA).

Il citato Ministero, in forza della partecipazione detenuta sia direttamente (con il 4,34 per cento), sia indirettamente (con il 25,76 per cento) tramite Cassa depositi e prestiti SpA (CDP SpA), società controllata dallo stesso Ministero, dispone quindi dei voti sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'Assemblea ordinaria della Società.

Eni non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento, ai sensi dell'art. 2497 del codice civile, da parte dello stesso Ministero e di CDP SpA.

Si riporta, di seguito, la composizione dell'azionariato sulla base delle segnalazioni nominative, relative ai percettori del dividendo Eni pagato in acconto dell'esercizio 2019, effettuate dagli intermediari³.

Tabella 1 - Composizione azionariato

Azionisti	Numero azioni	%
Cassa depositi e prestiti	936.179.478	25,76
Ministero dell'economia e delle finanze	157.552.137	4,34
Eni	61.635.679	1,70
Altri	2.478.818.036	68,20
Capitale sociale	3.634.185.330	100,00

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

La Società, essendo quotata sia sul Mercato telematico azionario nazionale sia negli Stati Uniti sul New York *Stock Exchange*, è tenuta al rispetto di una pluralità di norme, tra cui quelle recate dal decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (Testo unico della finanza) per il profilo italiano e dalla legge *Sarbanes-Oxley Act* del 2002 (SOA) per il profilo statunitense, con notevoli implicazioni sul piano organizzativo.

Eni, peraltro, aderisce al Codice di autodisciplina delle società quotate, elaborato dal Comitato per la *Corporate Governance*, promosso, fra l'altro, da Borsa Italiana.

La normativa interna include, tra l'altro, la *Management System Guideline* "Sistema di

³ Sulla base delle segnalazioni nominative dei percettori del dividendo pagato in acconto dell'esercizio 2019 (data stacco 23 settembre 2019 - record date 24 settembre 2019 - data pagamento 25 settembre 2019) la ripartizione dell'azionariato per area geografica è la seguente: n. 260.936 in Italia (per il 47,44 per cento del capitale Eni); n. 692 in U.K. ed Irlanda (per il 5,85 per cento del capitale Eni); n. 3.505 in altri Stati U.E. (per il 17,23 per cento del capitale sociale); n. 1.709 in Usa e Canada (per il 17,91 per cento del capitale sociale Eni); n. 1.255 nel resto del mondo (per il 9,78 per cento del capitale sociale). A questi si aggiungono 16.372.210 azioni per le quali non sono state effettuate segnalazioni nominative (per lo 0,45 per cento del capitale sociale Eni), oltre all'1,34 per cento di azioni proprie.

Controllo Interno Eni sull'Informativa Finanziaria" (MSG)⁴, che definisce le norme e le metodologie per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria Eni a rilevanza esterna e per la valutazione della sua efficacia.

Il Codice etico, approvato dal Consiglio di amministrazione il 14 marzo 2008, in sostituzione del precedente Codice di comportamento del 1998, e aggiornato il 23 novembre 2017, è stato recentemente modificato con delibera del 18 marzo 2020.

A seguito dell'indicata modifica il Codice etico ha assunto una sua autonomia rispetto al Modello 231; in particolare, è venuto meno il ruolo dell'Organismo di vigilanza di garante del Codice. In sostanza ha assunto la connotazione di "carta di valori", intesa come essenza e cultura aziendale diretta a guidare i comportamenti di tutta la forza lavoro verso gli obiettivi perseguiti, nel rispetto dei principi di trasparenza e integrità. Esso, superando il ruolo del "garante del Codice etico", prima attribuito all'OdV, valorizza i vari canali sviluppati nel tempo per raccogliere le segnalazioni, ritenuti idonei anche per le tematiche relative al Codice etico, e riconosce alla direzione di *compliance* integrata il ruolo di struttura di supporto nell'interpretazione e diffusione del Codice.

E' anche previsto che i rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovano i principi e i contenuti del Codice negli ambiti di rispettiva competenza.

⁴ Nel rispetto delle previsioni dell'art. 154-bis del Testo Unico della Finanza e del Sarbanes-Oxley Act.

2. IL GOVERNO SOCIETARIO, GLI ORGANI E IL SISTEMA DEI CONTROLLI

2.1. La *Corporate Governance*

La struttura di *Corporate Governance* della Società è articolata secondo il modello tradizionale che - fermi i compiti dell'Assemblea - attribuisce la gestione strategica al Consiglio di amministrazione e le funzioni di vigilanza al Collegio sindacale.

La revisione legale dei conti è affidata ad una società di revisione, incaricata dall'Assemblea degli azionisti.

Il sistema di governo societario si conforma, in linea generale, alle disposizioni del Testo unico della finanza, allo statuto, alle raccomandazioni contenute nel Codice di autodisciplina delle società quotate, al Codice etico ed è ispirato alle *best practice* internazionali.

2.2. L'Assemblea degli azionisti

In base allo statuto, l'Assemblea ordinaria deve tenersi almeno una volta l'anno entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio.

Le modalità di svolgimento sono determinate in un apposito regolamento.

L'Assemblea nomina, per un periodo non superiore a tre esercizi, con possibilità di rielezione, il Presidente del Consiglio di amministrazione, gli amministratori e il Presidente ed i componenti del Collegio sindacale, mediante un sistema di votazione per liste, disciplinato dallo statuto, che assicura la presenza nel Consiglio stesso e nel Collegio sindacale anche degli azionisti di minoranza.

Lo statuto disciplina, inoltre, l'applicazione delle disposizioni legislative sull'equilibrio di genere nella nomina dei Consiglieri e dei componenti del Collegio sindacale. A tal fine, è stato recentemente modificato, con delibera del Consiglio di amministrazione del 27 febbraio 2020, per adeguarlo alle nuove disposizioni in materia recate dalla legge 27 dicembre 2019, n. 160.

L'Assemblea ordinaria, tenutasi il 13 maggio 2020, ha deliberato:

- l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019 di Eni SpA che chiude con l'utile di 2.977.726.123,99 euro;

- l'attribuzione del predetto utile di esercizio, che residua in 1.435.896.390,07 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di 0,43 euro per azione, deliberato dal Consiglio di amministrazione del 19 settembre 2019, come segue: a) alla riserva di cui all'art.6, comma 2, del decreto legislativo 28 febbraio 2005 n. 38, quanto a 856.000 euro; b) agli azionisti, a titolo di dividendo, l'importo di 0,43 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di 0,43 euro per azione quanto al residuo utile dell'esercizio e, per quanto necessario, utilizzando la riserva disponibile. Il dividendo relativo all'esercizio 2019 si determina, pertanto, tra acconto e saldo in 0,86 euro per azione;
- il pagamento del saldo del dividendo 2019 di 0,43 euro con data di stacco il 18 maggio 2020 e "record date" il 19 maggio 2020.

L'Assemblea ha, altresì, deliberato:

- la determinazione del numero degli amministratori in nove unità e la nomina del Consiglio di amministrazione e del Presidente del Consiglio di amministrazione per tre esercizi, con scadenza alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2022;
- la determinazione del compenso annuo spettante al Presidente del Consiglio di amministrazione e agli altri consiglieri nella misura, rispettivamente, di 90.000 euro lordi e di 80.000 euro lordi;
- la nomina del Collegio sindacale e del suo Presidente per tre esercizi e, comunque, fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2022;
- la determinazione del compenso annuo spettante al Presidente del Collegio sindacale e a ciascun Sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 85.000 euro lordi e di 75.000 euro lordi;
- l'approvazione, ai sensi e per gli effetti dell'art. 114-bis del T.U.F. e dell'art. 2357-ter c.c., del Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022, conferendo al Consiglio di amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano;

- l'autorizzazione al Consiglio di amministrazione a disporre fino a un massimo di 20 mln di azioni proprie al servizio dell'attuazione del Piano;
- l'annullamento di n. 28.590.482 azioni proprie senza valore nominale, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per l'importo di Euro 399.999.994,58 (pari al valore di carico delle azioni annullate) e la conseguente modifica dell'articolo 5.1. dello statuto.

L'Assemblea ha, inoltre, approvato la prima sezione e deliberato in senso favorevole sulla seconda sezione della Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti, ai sensi dell'articolo 123-ter del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58.

2.3. Il Consiglio di amministrazione

Il Consiglio di amministrazione in carica nel 2019, composto di nove membri, è stato nominato dall'Assemblea del 13 aprile 2017 per la durata di tre esercizi, con scadenza alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2019. L'Assemblea del 13 maggio 2020 ha proceduto al rinnovo degli organi.

L'equilibrio di genere nel CdA di Eni era assicurato dalla presenza di tre amministratori su nove di genere femminile, secondo quanto previsto dagli artt. 17 e 34 dello Statuto, in linea con quanto stabilito dalla legge 12 luglio 2011, n. 120.

Al 31 dicembre 2019, in raffronto con i due anni precedenti, la presenza del genere femminile, negli organi di amministrazione e controllo del Gruppo Eni, era la seguente:

Tabella 2 - Presenza di genere negli organi di amministrazione e controllo

	2017	2018	2019
Presenza donne negli organi di amministrazione	32%	33%	29%
Presenza donne negli organi di controllo*	37%	39%	37%

*Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio sindacale italiano.

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel corso dell'esercizio, il Consiglio di amministrazione si è riunito 13 volte con la partecipazione di tutti i componenti.

Il modello prescelto sancisce la netta separazione tra le funzioni di Presidente e quelle di Amministratore delegato ma ad entrambi è attribuita, ai sensi dell'art. 25 dello statuto, la rappresentanza della Società.

Al segretario del Consiglio di amministrazione, nominato dal Consiglio medesimo su proposta del Presidente, è attribuito anche il ruolo di *Corporate governance counsel*; questi, dipendendo gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e per esso dal Presidente, svolge, tra l'altro, un ruolo di assistenza e consulenza giuridica, indipendente dal *management*, nei confronti del Consiglio e dei consiglieri e presenta periodicamente al Consiglio una relazione sul funzionamento della *governance* di Eni.

2.3.1. Il Presidente

Il Presidente, nominato dall'Assemblea per la stessa durata in carica del CdA, svolge le funzioni statutarie di rappresentanza, gestendo i rapporti istituzionali della Società in Italia in condivisione con l'Amministratore delegato.

Il Presidente ha un ruolo centrale nel sistema dei controlli interni; in particolare, gestisce il rapporto gerarchico tra il Consiglio di amministrazione e il Direttore *internal audit*, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso Direttore dal Comitato controllo e rischi e dall'Amministratore delegato, quale amministratore incaricato di sovrintendere al Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

2.3.2. L'Amministratore delegato

All'Amministratore delegato è affidata la gestione della Società, fatte salve le attribuzioni che il Consiglio si è riservato in via esclusiva e di quelle non delegabili.

Il CdA ha, inoltre, incaricato l'Amministratore delegato dell'istituzione e del mantenimento di un efficace sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, ai sensi del Codice di autodisciplina.

Egli si avvale di Comitati manageriali, i principali dei quali sono il Comitato di direzione, il Comitato *compliance* ed il Comitato rischi, con funzioni consultive e di supporto, rispettivamente, il primo in vista delle riunioni del Consiglio di amministrazione e ogni volta che l'Amministratore delegato lo ritenga opportuno, il secondo su tematiche di *compliance/governance* in relazione al sistema normativo aziendale, il terzo in merito ai

principali rischi aziendali (in particolare in relazione alle risultanze fondamentali del processo di *Risk Management* integrato).

L'Amministratore delegato, che svolge anche le funzioni di Direttore generale, si avvale, nell'attività manageriale, in primo luogo, dei dirigenti con responsabilità strategiche, di cui all'art. 65, comma 1-*quater*, del Regolamento emittenti, che hanno il potere e la responsabilità, direttamente od indirettamente, di pianificazione, direzione e controllo di Eni. Essi partecipano al Comitato di direzione e costituiscono i primi riporti gerarchici dell'Amministratore delegato. Nel corso dell'esercizio 2019 sono rientrati nella definizione di dirigenti con responsabilità strategiche 23 dirigenti.

2.3.3. I Comitati

Nell'ambito del CdA sono istituiti tutti i Comitati raccomandati dal Codice di autodisciplina (art. 4, comma 2), e cioè il Comitato controllo e rischi, il Comitato per le nomine, il Comitato remunerazione e il Comitato sostenibilità e scenari.

Il Codice prevede, in particolare, che essi siano composti da non meno di tre Amministratori; il CdA di Eni ha, inoltre, stabilito che siano in numero inferiore alla maggioranza dei componenti del Consiglio, per non alterare la formazione della volontà consiliare.

La composizione, i compiti e il funzionamento dei comitati, che hanno funzioni consultive e propositive, sono disciplinati dal Consiglio, in appositi regolamenti, in coerenza con i criteri fissati dal Codice di autodisciplina.

Il Comitato controllo e rischi supporta il Consiglio di amministrazione, con apposita attività istruttoria, nelle valutazioni e nelle decisioni relative al SCIGR (Sistema di controllo interno e gestione dei rischi), nonché in quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche. Esso è composto da quattro amministratori non esecutivi, indipendenti. Tre dei quattro componenti possiedono l'esperienza in materia contabile e finanziaria o di gestione dei rischi richiesta dal Codice di autodisciplina, valutata dal Consiglio al momento della nomina.

Nel corso del 2019 il Comitato si è riunito 16 volte.

Il Comitato remunerazione, con funzioni propositive e consultive sulle tematiche di remunerazione, è composto da quattro amministratori non esecutivi, indipendenti. Tre dei quattro componenti hanno la conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche

retributive richiesta dal Codice di autodisciplina, valutata dal Consiglio al momento della nomina. Nel 2019 si è riunito 10 volte.

Il Comitato per le nomine ha funzioni propositive e consultive sulle tematiche connesse alla designazione dei dirigenti e dei componenti degli organi e degli organismi della società e delle società controllate di competenza del CdA. E' composto da quattro amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti (fra cui il Presidente del Comitato). Nel corso del 2019 si è riunito in totale 10 volte.

Il Comitato sostenibilità e scenari, istituito per la prima volta nel 2014, svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di amministrazione in materia di scenari e sostenibilità, per tali intendendo i processi e le attività tesi a presidiare l'impegno della Società per lo sviluppo sostenibile lungo la catena del valore, con particolare riferimento a: salute, benessere e sicurezza delle persone e delle comunità; tutela dei diritti; sviluppo locale; accesso all'energia, sostenibilità energetica e cambiamento climatico; ambiente e efficienza nell'uso delle risorse; integrità e trasparenza; innovazione. Esso è composto da quattro amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti (fra cui il Presidente del Comitato).

Nel corso del 2019 il Comitato si è riunito 10 volte.

2.4. Il Collegio sindacale

Il Collegio sindacale di Eni svolge le funzioni di vigilanza previste dalla legge, ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, come modificato dal decreto legislativo 17 luglio 2016, n.135, opera quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile, nonché quale *Audit Committee*, ai sensi della normativa statunitense "*Sarbanes-Oxley Act*".

Svolge, inoltre, l'attività di vigilanza disciplinata dall'art. 2391-bis del codice civile, dall'art. 4, comma 6, del Regolamento Consob parti correlate, nonché dalla normativa interna in materia di operazioni con parti correlate.

Lo statuto della Società prevede che il Collegio sia costituito da cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati dall'Assemblea per tre esercizi, rieleggibili al termine del mandato. Due sindaci effettivi, tra cui il Presidente, sono designati dagli azionisti di minoranza.

Il 13 aprile 2017 l'Assemblea ha nominato i sindaci e il Presidente del Collegio sindacale per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'Assemblea per l'approvazione del

bilancio dell'esercizio 2019, determinando, altresì, il compenso lordo annuo spettante al Presidente del Collegio sindacale e a ciascun sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 80.000 euro e di 70.000 euro, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento della funzione.

Nel 2019, nell'ambito delle molteplici e complesse attribuzioni, ai sensi dell'art. 149 del Testo unico della finanza, il Collegio ha vigilato:

- sull'osservanza della legge e dello statuto;
- sul rispetto dei principi di corretta amministrazione;
- sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di autodisciplina cui la Società aderisce;
- sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate per garantire il corretto adempimento degli obblighi informativi previsti dalla legge.

Ha, peraltro, svolto le funzioni sopra indicate quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo n. 39 del 2010, vigilando sul processo di informativa finanziaria, sull'efficacia del sistema di controllo interno, di revisione interna e di gestione del rischio, sulla revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione. Tali funzioni sono coerenti e si pongono in linea di sostanziale continuità rispetto ai compiti affidati al Collegio sindacale dell'Eni in qualità di *Audit Committee* ai fini della normativa statunitense. Nel ruolo predetto di *Audit committee* assume rilievo, tra l'altro, il compito del Collegio di istituire adeguate procedure per la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni, anche anonime, ricevute dalla Società, riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno e di revisione contabile.

Il Collegio sindacale nel corso del 2019 si è riunito 23 volte.

2.5. La remunerazione degli organi e della dirigenza

La "Relazione sulla remunerazione Eni" è stata approvata dal Consiglio di amministrazione il 18 marzo 2020, su proposta del Comitato remunerazione.

Il documento, che indica i principi e le finalità della politica dell'Azienda in materia, in adempimento dei vigenti obblighi normativi e regolamentari⁵, definisce e illustra:

- la politica programmata per il 2020 da Eni spa per la remunerazione degli amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche, specificando le finalità generali perseguite, gli organi coinvolti e le procedure utilizzate per l'adozione e l'attuazione della politica stessa;
- i compensi corrisposti nell'esercizio 2019 agli amministratori, sindaci, direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche di Eni.

La Relazione illustra, infine, le partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci, dall'Amministratore delegato e Direttore generale e dagli altri dirigenti con responsabilità strategiche e contiene le informazioni relative all'attuazione 2019 del Piano di incentivazione di lungo termine 2017-2019, secondo quanto previsto dalla regolamentazione vigente.

Il Consiglio ha sottoposto all'approvazione dell'Assemblea un nuovo Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022 di tipo azionario, con caratteristiche sostanzialmente analoghe al precedente e parametri di *performance* rivisitati in stretta coerenza con le priorità strategiche di Eni e in risposta alle istanze degli investitori, anche con riferimento all'introduzione di specifici parametri di *performance* legati ai temi di sostenibilità ambientale. Come già anticipato, l'Assemblea ha approvato il predetto Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022 e ha autorizzato il Consiglio di amministrazione a disporre fino a un massimo di 20 mln di azioni proprie al servizio dell'attuazione del Piano stesso.

Il Consiglio ha tenuto conto del superamento dei previgenti vincoli in tema di compensi degli amministratori con deleghe delle società quotate controllate, direttamente o indirettamente, da pubbliche amministrazioni e delle risultanze dei confronti retributivi rispetto ai gruppi di società comparabili.

Illustrando in dettaglio le scelte sulla remunerazione, si evidenzia che alle stesse la Società ha proceduto tenendo conto di quanto deliberato dall'Assemblea del 13 aprile 2017 ed in particolare:

⁵ Art. 123-ter del d.lgs. n. 58 del 1998 ed art. 84-*quater* del Regolamento emittenti Consob (Delibera n. 11971/99 e successive modifiche ed integrazioni).

- per il Presidente è prevista una remunerazione fissa complessiva annua pari a 500.000 euro lordi, composta dal compenso di 90.000 euro lordi per la carica, determinato dall'Assemblea del 13 aprile 2017, e dal compenso per le deleghe conferite pari a 410.000 euro lordi annui, mantenuto invariato per il 2019, tenuto conto degli esiti delle analisi di confronto retributivo effettuate sui livelli mediani del mercato di riferimento e della complessità del ruolo;
- la remunerazione fissa (RF) deliberata dal Consiglio di amministrazione del 19 giugno 2017 per l'incarico di Amministratore delegato e per il ruolo di Direttore generale risulta invariata per il 2019 e pari complessivamente a 1.600.000 euro lordi annui, articolata in: (i) un compenso di 600.000 euro lordi annui per la carica di Amministratore delegato, comprensivo del compenso di 80.000 euro lordi annui per la carica di consigliere deliberato dall'Assemblea del 13 aprile 2017; (ii) una retribuzione annua lorda di 1.000.000 euro per il rapporto di lavoro dirigenziale in qualità di Direttore generale. Tale retribuzione assorbe i compensi eventualmente spettanti per la partecipazione ai Consigli di amministrazione di società partecipate e/o controllate da Eni.

In qualità di dirigente Eni, il Direttore generale è, inoltre, destinatario delle indennità spettanti per le trasferte, effettuate in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal contratto collettivo nazionale di lavoro applicabile ai dirigenti delle aziende industriali e dagli accordi integrativi aziendali.

Al Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società è attribuito un gettone di presenza, per la partecipazione alle sedute degli organi di amministrazione e controllo, di euro mille lordi.

L'Amministratore delegato, nel CdA del 23 aprile 2020, ha comunicato, tenuto conto dell'attuale scenario – determinato dall'emergenza sanitaria e dalla forte riduzione del prezzo dell'*Oil&Gas* – che ha comportato una rivisitazione, come si dirà più avanti, del piano industriale di Eni per il 2020-2021, di aver differito al prossimo anno il 50 per cento del proprio incentivo monetario di lungo termine; a tale iniziativa hanno aderito i dirigenti Eni. Tali misure, unitamente ad una riduzione dei costi connessi alla politica di remunerazione e ad ulteriori risparmi di gestione, secondo Eni, consentiranno un beneficio complessivo sulla cassa di 62,3 mln.

La tabella che segue riporta, sulla base della “Relazione sulla remunerazione”, i dati di sintesi relativi ai compensi corrisposti nel 2019 agli amministratori, ai sindaci, al Direttore generale ed agli altri dirigenti con responsabilità strategiche di Eni.

La tabella evidenzia, in particolare:

- nella colonna “Compensi fissi”, gli emolumenti fissi e le retribuzioni da lavoro dipendente, spettanti nell’anno, al lordo degli oneri previdenziali e fiscali a carico del dipendente;
- nella colonna “Compensi per la partecipazione ai Comitati”, il compenso spettante agli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio;
- nella colonna “*Bonus* ed altri incentivi”, i compensi variabili erogati nell’anno a fronte dell’avvenuta maturazione dei relativi diritti, dopo l’approvazione dei risultati di *performance* da parte dei competenti organi societari;
- nella colonna “Benefici non monetari”, il valore dei *fringe benefit* assegnati secondo un criterio di competenza e di imponibilità fiscale;
- nella colonna “Altri compensi”, le eventuali ulteriori retribuzioni derivanti da altre prestazioni fornite;
- nella colonna “*Fair value* dei compensi *equity*”, è indicato il *fair value* di competenza dell’esercizio relativo ai piani azionari in essere, stimato secondo i principi contabili internazionali che ripartiscono il relativo costo nel periodo di *vesting*;
- nella colonna “Indennità di fine carica o di cessazione del rapporto di lavoro”, le indennità maturate, anche se non ancora corrisposte, per le cessazioni intervenute nel corso dell’esercizio o in relazione al termine del mandato e/o rapporto.

Tabella 3 - Compensi degli organi e dei dirigenti

(migliaia di euro)

	Scadenza della carica*	Compensi fissi	Compensi per presenza a comitati	Bonus e altri incentivi	Benefici non monetari	Altri compensi	Totale	Fair value compensi equity	Indennità di fine carica o di cessazione del rapporto di lavoro
Consiglio di amministrazione									
Presidente	2020	500					500		
AD e Direttore generale ⁽¹⁾	2020	1.600		4.071 ^(a)	23 ^(b)		5.694	933	
Consigliere ⁽²⁾	2020	56	90 ^(a)				146		
Consigliere ⁽³⁾	2020	80	85 ^(a)				165		
Consigliere ⁽⁴⁾	2020	80	85 ^(a)				165		
Consigliere ⁽⁵⁾	2020	80	110 ^(a)				190		
Consigliere ⁽⁶⁾	2020	80	125 ^(a)				205		
Consigliere ⁽⁷⁾	2020	80	65 ^(a)			50 ^(b)	195		
Consigliere ⁽⁸⁾	2020	80	65 ^(a)				145		
Collegio sindacale									
Presidente ⁽⁹⁾	2020	80					80		
Sindaco effettivo ⁽¹⁰⁾	2020	70					70		
Sindaco effettivo ⁽¹¹⁾	2020	70				112 ^(a)	182		
Sindaco effettivo ⁽¹²⁾	2020	70					70		
Sindaco effettivo ⁽¹³⁾	2020	70				127 ^(a)	197		
Altri dirigenti con responsabilità strategiche**⁽¹⁴⁾		9.605 ^(a)		13.588 ^(b)	264 ^(c)	155 ^(d)	23.612	1.430	4.126 ^(e)
TOTALE		12.601	625	17.659	287	444	31.616	2.363	4.126

Note

(*) La carica scade con l'assemblea che approverà il Bilancio al 31.12.2019.

(**) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore delegato, sono stati componenti permanenti del Comitato di direzione della Società o sono stati primi riporti gerarchici dell'Amministratore delegato (venti dirigenti).

(1) Amministratore delegato e Direttore generale

(a) L'importo comprende: i) la quota annuale erogata dell'incentivo di breve termine pari a 1.981 migliaia di euro; ii) l'incentivo monetario differito attribuito nel 2016 ed erogato nel 2019 per un importo di 1.468,8 migliaia di euro in relazione alle performance conseguite nel periodo di vesting 2016-2018; iii) l'incentivo monetario di lungo termine di 621 migliaia di euro attribuito nel 2016 ed erogato nel 2019 in relazione alle performance conseguite nel periodo di vesting 2016-2018.

(b) L'importo comprende il valore fiscalmente imponibile delle coperture assicurative e assistenziali, della previdenza complementare e dell'autovettura ad uso promiscuo.

(2) Consigliere

(a) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di amministrazione per la partecipazione ai Comitati consiliari, in particolare: 35.000 euro per il Comitato controllo e rischi; 34.000 euro per il Comitato remunerazione; 21.000 euro per il Comitato per le nomine.

(3) Consigliere

(a) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di amministrazione per la partecipazione ai Comitati consiliari, in particolare: 35.000 euro per il Comitato remunerazione; 50.000 euro per il Comitato sostenibilità e scenari.

(4) Consigliere

(a) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di amministrazione per la partecipazione ai Comitati consiliari, in particolare: 50.000 euro per il Comitato controllo e rischi; 35.000 euro per il Comitato sostenibilità e scenari.

(5) Consigliere

(a) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di amministrazione per la partecipazione ai Comitati consiliari, in particolare: 70.000 euro per il Comitato controllo e rischi; 39.800 euro per il Comitato remunerazione.

(6) Consigliere

(a) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di amministrazione per la partecipazione ai Comitati consiliari, in particolare: 50.000 euro per il Comitato controllo e rischi; 35.000 euro per il Comitato remunerazione; 40.000 euro per il Comitato per le nomine.

(7) Consigliere

(a) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di amministrazione per la partecipazione ai Comitati consiliari, in particolare: 35.000 euro per il Comitato sostenibilità e scenari; 30.000 euro per il Comitato per le nomine.

(b) L'importo corrisponde al compenso previsto in qualità di Presidente dell'*Advisory Board* del settore *Oil & Gas*.

(8) Consigliere

(a) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di amministrazione per la partecipazione ai Comitati consiliari, in particolare: 35.000 euro per il Comitato sostenibilità e scenari; 30.000 euro per il Comitato per le nomine.

(9) Presidente del Collegio sindacale

(10) Sindaco effettivo

(11) Sindaco effettivo

(a) L'importo comprende gli emolumenti per cariche ricoperte nei Collegi sindacali di società controllate o collegate e in particolare: 19.500 euro in qualità di Presidente del Collegio sindacale di AGI SpA; 37.500 euro in qualità di Presidente del Collegio sindacale di Mozambique Rovuma Venture SpA; 25.000 euro in qualità di sindaco di Eni Rewind SpA; 30.000 euro in qualità di sindaco di Eni Angola SpA.

(12) Sindaco effettivo

(13) Sindaco effettivo

(a) L'importo comprende gli emolumenti per cariche ricoperte nei Collegi sindacali di società controllate o collegate e in particolare: 27.000 euro in qualità di Presidente del Collegio sindacale di Ing. Luigi Conti Vecchi SpA; il *pro-quota* di 7.600 euro in qualità di Presidente di LNG Shipping SpA; il *pro-quota* di 32.000 euro in qualità di Presidente di Eni Angola SpA; 30.000 euro in qualità di Sindaco di Eni Fuel SpA; 30.000 euro in qualità di sindaco di TTPC SpA.

(14) Altri Dirigenti con responsabilità strategiche

(a) All'importo di 9.605 migliaia di euro relativo alle retribuzioni annue lorde si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal CCNL dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali, nonché altre indennità riferibili al rapporto di lavoro per un importo complessivo di 160.000 euro.

(b) L'importo comprende gli incentivi monetari differiti e di lungo termine attribuiti nel 2016 ed erogati nel 2019 per un importo pari a 5.635,9 migliaia di euro in relazione alle performance conseguite nel periodo di *vesting* 2016-2018, nonché le quote erogate degli incentivi attribuiti, connesse alla risoluzione consensuale del rapporto di lavoro secondo quanto stabilito nei Regolamenti dei Piani.

(c) L'importo comprende il valore fiscalmente imponibile delle coperture assicurative e assistenziali, della previdenza complementare e dell'autovettura ad uso promiscuo.

(d) Importi relativi agli incarichi svolti dai dirigenti con responsabilità strategiche nell'Organismo di Vigilanza istituito ai sensi del modello 231 della Società e di dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari.

(e) L'importo comprende il trattamento di fine rapporto e l'incentivazione all'esodo corrisposti in relazione a risoluzioni del rapporto di lavoro, a cui si aggiunge l'importo stanziato per ulteriori trattamenti di fine rapporto e clausole di non concorrenza erogabile negli anni successivi pari a 8.690 migliaia di euro.

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

2.6. Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi

Il Sistema di controllo interno e gestione dei rischi (di seguito SCIGR), come è noto, è l'insieme di strutture organizzative, norme e regole aziendali volte a consentire una conduzione dell'impresa di Eni coerente con gli obiettivi aziendali definiti dal CdA, attraverso un processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi e implementazione di controlli per il raggiungimento degli obiettivi aziendali.

Le "Linee di indirizzo sul sistema di controllo interno e gestione rischi", approvate dal Consiglio di amministrazione, su proposta del Comitato controllo e rischi e sentito il Presidente per la parte *Internal Audit*, danno attuazione al Codice di autodisciplina e

definiscono i flussi informativi e le modalità di attuazione del sistema, inderogabili per Eni SpA e per tutte le sue società controllate⁶.

Come riportato nelle precedenti relazioni, il Consiglio di amministrazione, il 28 luglio 2016 ha approvato alcuni interventi sulla macrostruttura organizzativa della Società in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi, costituendo la direzione *Compliance* integrata, posta alle dirette dipendenze dell'Amministratore delegato di Eni e operativa dal 12 settembre 2016. Tale direzione ha il compito di presidiare le materie di *compliance* legale nonché di sovrintendere allo sviluppo del modello di *compliance* integrata, volto a rafforzare la cultura e l'efficacia dell'azione di *compliance* in Eni.

Nell'ambito del sistema, rivestono specifici ruoli una pluralità di organi/funzioni aziendali il Consiglio di amministrazione; l'Amministratore delegato; il Comitato controllo e rischi; l'*Internal audit*; il Collegio sindacale (che vigila sull'efficacia del SCI GR); la società di revisione; l'Organismo di vigilanza ex decreto legislativo 8 giugno 2011, n. 231.

Il Consiglio di amministrazione esercita i poteri attribuiti dall'art. 7 del Codice di autodisciplina, in materia di Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, oltre a quelli previsti dalla legge e dallo statuto di Eni. In particolare, ai sensi degli artt. 7.P.3 e 7.C.1 del Codice, il Consiglio ha un ruolo di indirizzo e di valutazione dell'adeguatezza del sistema e della sua efficacia.

Il Presidente cura, per conto del CdA, il rapporto con l'*Internal audit*, del cui responsabile, d'intesa con l'Amministratore delegato, propone nomine, remunerazione e risorse. Approva, altresì, la normativa interna sulle attività di *Internal audit* ed è, di conseguenza, destinatario dei flussi informativi relativi alle relative attività (piano delle attività, rapporti di *audit* e relazioni semestrali).

Il Presidente partecipa anche ai processi di nomina dei principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi - tra cui, oltre al direttore *Internal audit*, il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, il responsabile *Compliance* integrata e il responsabile *Risk Management* integrato. Può chiedere l'attivazione di eventuali

⁶ Le Linee di indirizzo sono state modificate in data 25 ottobre 2018 per recepire l'adeguamento di ruoli, responsabilità e flussi informativi in funzione del nuovo processo di *Compliance* Integrata. La norma attuativa, emanata dall'Amministratore delegato, è stata anch'essa modificata in data 26 ottobre 2018 per recepire le revisioni delle Linee di indirizzo, affiancandosi a quella in materia di *Risk Management*. Da ultimo, nella riunione del 14 marzo 2019, il Consiglio di amministrazione ha valutato positivamente: (i) l'adeguatezza del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto, la compatibilità con gli obiettivi aziendali nonché la sua efficacia; (ii) l'adeguatezza dei poteri e mezzi a disposizione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, nonché il rispetto delle procedure amministrative e contabili dallo stesso predisposte.

verifiche al direttore *Internal audit* e partecipa all'approvazione delle altre norme in materia (normativa sul processo *Internal audit* e *Internal audit Charter*).

Tale assetto si muove nella direzione che la Consob ha più volte indicato alle Società quotate, che è quella di promuovere fattori in grado di realizzare obiettivi di efficienza e di efficacia dei controlli interni, tramite la predisposizione di assetti organizzativi e amministrativi ben strutturati, in cui organi di controllo autorevoli e strutture di controllo indipendenti e professionali siano in grado di sviluppare una proficua e tempestiva sinergia con le funzioni preposte all'indirizzo strategico e alla supervisione, da un lato, e alla gestione aziendale corrente, dall'altro.

L'Internal audit

Nel processo di nomina, revoca e remunerazione del Direttore *Internal Audit*, nonché di approvazione del *budget* dell'*Internal Audit* sono coinvolti, oltre al Consiglio di amministrazione, che approva, e al Comitato controllo e rischi, che formula il proprio parere, anche il Presidente, che formula le proposte d'intesa con l'Amministratore delegato, e il Collegio sindacale, che è sentito. Per la nomina del direttore *Internal Audit* è inoltre acquisito il parere del Comitato per le nomine. Il Piano di *audit* è approvato dal Consiglio di amministrazione, previo parere del Comitato controllo e rischi e sentiti il Presidente, l'Amministratore delegato e il Collegio sindacale, anche in quanto "*Audit Committee*" ai fini della normativa USA.

Il Comitato controllo e rischi monitora l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della direzione *Internal audit* e ne sovrintende alle attività, in relazione ai compiti che il Consiglio di amministrazione, e per esso il Presidente, ha in materia.

La *Management System Guideline Internal audit* ("*MSG Internal audit*"), emanata il 21 gennaio 2015, e aggiornata il 25 maggio 2018, viene predisposta dal direttore *Internal audit* e approvata dalla Presidente del Consiglio di amministrazione, sentito l'Amministratore delegato e il Comitato controllo e rischi.

Essa, sulla base dell'*Internal audit Charter*, ha l'obiettivo di individuare e regolare i sottoprocessi, le fasi e le attività relative al processo *Internal audit*, individuare i ruoli e le responsabilità dei principali soggetti coinvolti, definire le regole di comportamento e i principi da osservare nello svolgimento delle attività.

La tabella che segue indica la gestione delle segnalazioni da parte dell'*Internal audit*.

Tabella 4 - La gestione delle segnalazioni

(numero)	2017	2018	2019
Fascicoli di segnalazioni aperti nell'anno di cui:	73	81	68
Fascicoli di segnalazioni sistema di controllo interno e gestione dei rischi suddivisi per processo:	58	69	60
- <i>approvvigionamenti</i>	12	14	20
- <i>risorse umane</i>	8	11	14
- <i>manutenzione</i>	5	8	2
- <i>commerciale</i>	10	6	3
- <i>logistica materie prime e prodotti</i>	4	6	3
- <i>HSE</i>	3	5	4
- <i>altro (security, operations, portfolio management e trading, ecc.)</i>	16	19	14
- Fascicoli di segnalazioni altre materie su presunte violazioni del Codice etico	15	12	8
Fascicoli di segnalazioni chiusi nell'anno suddivisi per esito dell'istruttoria di cui:	83	79	74
- fondati	10	15	18
- altre materie	2	4	3
- sistema di controllo interno e gestione dei rischi	8	11	15
- non fondati con adozione di azioni correttive/miglioramento	35	30	26
- altre materie	8	2	2
- sistema di controllo interno e gestione dei rischi	27	28	24
- non fondati	38	34	30
- altre materie	12	8	2
- sistema di controllo interno e gestione dei rischi	26	26	28

I dati sono inclusivi delle segnalazioni afferenti ad Eni e alle sue controllate.

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel 2019 è stata completata l'istruttoria su 74 fascicoli⁷, di cui 20 includevano tematiche afferenti ai diritti umani, principalmente relativi a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori. Tra questi sono state verificate 26 asserzioni con i seguenti esiti: per 7 di esse sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: i) azioni sul Sistema di controllo interno e gestione dei rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento di controlli in essere e formazione verso i dipendenti; ii) azioni verso i fornitori e iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il Modello 231 e il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultavano ancora aperti 15 fascicoli, in 8 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

⁷ Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla/e segnalazione/i (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale sono riportati la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati.

L'Organismo di vigilanza

L'Organismo di vigilanza (OdV) vigila sull'effettività del Modello 231 e ne esamina l'adeguatezza. Riferisce, periodicamente, sulle attività svolte, al Presidente, all'Amministratore delegato della Società (il quale ne informa il CdA), al Comitato controllo e rischi ed al Collegio sindacale. L'autonomia e l'indipendenza dell'OdV sono garantite dal posizionamento riconosciuto nel contesto della struttura organizzativa aziendale e dai necessari requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità dei suoi componenti, nonché dalle linee di riporto verso il vertice aziendale ad esso attribuite.

Il Consiglio d'amministrazione, nella riunione del 4 giugno 2020, ha approvato una revisione del Modello 231. Tale revisione prevede che l'Organismo di vigilanza, nominato dal Consiglio di amministrazione, sia composto non più da sette componenti (quattro membri esterni e tre interni), ma da cinque componenti: tre componenti esterni, tra cui il Presidente; il Presidente del Collegio sindacale; il direttore *Internal audit*, in qualità di componente interno. Il direttore *compliance* integrata svolge le funzioni di segretario dell'Organismo di vigilanza. I componenti esterni sono individuati tra professionisti di comprovata competenza ed esperienza nelle tematiche di economia, organizzazione e sistemi di controllo interno e responsabilità amministrativa di impresa.

Come già anticipato, l'Organismo non svolge più le funzioni di garante del Codice etico.

La durata in carica dei componenti esterni coincide con quella del Consiglio di amministrazione che li ha nominati ed il loro mandato scade alla data dell'Assemblea dei soci convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della carica del Consiglio di amministrazione che li ha nominati, pur continuando a svolgere, in regime di *prorogatio*, le proprie funzioni fino a nuova nomina dei componenti dell'OdV.

2.7. Il sistema normativo anticorruzione

Eni ha inteso far fronte ai rischi cui può andare incontro nello svolgimento dell'attività di *business*, dotandosi, già da qualche anno, di un articolato sistema di regole e controlli finalizzati alla prevenzione dei reati di corruzione (il cosiddetto *Compliance Program* Anti-Corruzione).

La normativa interna primaria è attualmente rappresentata dalla MSG anti-corruzione e da ulteriori strumenti normativi di dettaglio che costituiscono il quadro di riferimento nell'individuazione delle aree di rischio e degli strumenti di controllo che la Società mette

a disposizione del personale per prevenire e contrastare il rischio di corruzione. Tutte le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, adottano, mediante delibera del proprio Consiglio di amministrazione, sia la MSG anti-corruzione che tutti gli altri strumenti normativi in materia.

Al fine di assicurare l'effettività del *Compliance Program* anti-corruzione è stata creata, sin dal 2010, una struttura organizzativa dedicata, con il ruolo di prestare assistenza specialistica in materia a Eni e alle società controllate sia in Italia sia all'estero. Tale unità è collocata nella direzione organizzativa "*Compliance Integrata*", posta alle dirette dipendenze dell'Amministratore delegato, che assicura la separazione delle attività di *legal compliance* da quelle di difesa della Società.

Quanto alle attività poste in essere da tale unità, è proseguita nel 2019 l'attività di assistenza specialistica in materia, in relazione alle attività di Eni SpA e delle sue società controllate, con particolare riferimento alla verifica di affidabilità dei *partner* ("*due diligence* anti-corruzione"), nella gestione di eventuali criticità emerse e nella elaborazione dei relativi presidi contrattuali in aree a rischio di corruzione. In particolare, la MSG anti-corruzione prevede che gli esiti del processo di *due diligence*, incluse le eventuali osservazioni dell'unità anti-corruzione, devono essere portati a conoscenza, dal manager responsabile della *due diligence*, del soggetto che autorizza la relativa operazione, incluso il Consiglio di amministrazione.

A dicembre 2019 si è concluso con esito positivo l'*audit* di ricertificazione del *Compliance Program* Anti-Corruzione ai requisiti della norma ISO 37001:2016 "*Antibribery Management Systems*".

3. LE RISORSE UMANE

3.1. Personale e costo del lavoro del Gruppo

A fine 2019, l'occupazione complessiva era di 31.321 risorse di cui 21.078 in Italia (67,3 per cento) e 10.243 all'estero (32,7 per cento). Rispetto al 2018, si registra un aumento di 371 unità (+1,2 per cento), con un incremento in Italia (+502 risorse) e una riduzione all'estero pari a -131 risorse.

In Italia sono state effettuate 1.300 assunzioni e 831 risoluzioni. Limitando l'analisi al solo personale a tempo indeterminato, le assunzioni sono state 1.254 (71,8 per cento personale laureato) mentre le risoluzioni 707, con un saldo gestionale positivo di 547 unità.

La riduzione dell'occupazione all'estero è riconducibile principalmente a nuovi assetti societari. In particolare, si segnala la cessione di *Agip Oil Ecuador* ed *Eni Ukraine*.

All'estero operano complessivamente 1.923 "espatriati" (di cui 1.360 dall'Italia), in aumento rispetto al 2018, mentre il personale locale è pari a 8.320 risorse, con una riduzione rispetto al 2018 del 2,9 per cento (-252 risorse).

La maggior parte delle assunzioni all'estero sono state a tempo indeterminato (601 su 899 assunzioni totali) e si sono concentrate prevalentemente sui *business upstream* (365 di cui 203 a tempo indeterminato) e *G&P* (83 di cui 74 a tempo indeterminato). Le risoluzioni estere - riconducibili per quasi il 35 per cento al *business upstream* - sono state 715 (491 a tempo indeterminato).

L'età media del personale di Eni nel mondo è pari a 45,4 anni, invariata rispetto al 2018 (in Italia 46,4 anni, all'estero 43,3 anni).

Tabella 5 - Personale del Gruppo

N°	2018	2019
DIPENDENTI AL 31 DICEMBRE	30.950	31.321
- UOMINI	23.643	23.731
- DONNE	7.307	7.590
- ITALIA	20.576	21.078
- ESTERO	10.374	10.243
DIPENDENTI ALL'ESTERO PER TIPOLOGIA	10.374	10.243
- LOCALI	8.572	8.320
- ESPATRIATI ITALIANI	1.261	1.360
- ESPATRIATI INTERNAZIONALI (INCLUSI TCN)	541	563
DIPENDENTI PER TIPOLOGIA DI CONTRATTO	30.950	31.321
- DETERMINATO	767	750
- INDETERMINATO	30.183	30.571
- PART TIME	560	536
- FULL TIME	30.390	30.785
DIPENDENTI DIRIGENTI	1.008	1.021
- DI CUI DONNE	150	159
DIPENDENTI QUADRI	9.147	9.387
- DI CUI DONNE	2.417	2.552
DIPENDENTI IMPIEGATI	15.839	16.050
- DI CUI DONNE	4.650	4.781
DIPENDENTI OPERAI	4.956	4.863
- DI CUI DONNE	90	98
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ 18 - 24	437	564
- DI CUI DONNE	40	46
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ 25 - 39	9.224	9.289
- DI CUI DONNE	2.354	2.480
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ 40 - 54	14.058	13.824
- DI CUI DONNE	3.341	3.321
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ OVER 55	7.231	7.644
- DI CUI DONNE	1.572	1.743
DIPENDENTI PER TITOLO DI STUDIO	30.950	31.321
- INFERIORE AL DIPLOMA	2.999	2.762
- DIPLOMA	13.348	13.184
- LAUREA	11.884	12.559
- FORMAZIONE POST-LAUREA	2.719	2.816
ASSUNZIONI A TEMPO INDETERMINATO	1.264	1.855
- DI CUI DONNE	368	599
RISOLUZIONI A TEMPO INDETERMINATO	1.270	1.200
- DI CUI DONNE	317	278

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

La tabella seguente illustra la consistenza del personale del Gruppo Eni per qualifica.

Tabella 6 - Composizione del personale del Gruppo Eni distinto per qualifica

	2018	2019
Dirigenti	1.008	1.021
Quadri	9.147	9.387
Impiegati	15.839	16.050
Operai	4.956	4.863
Totale	30.950	31.321

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

La tabella seguente mostra la situazione dell'occupazione con riferimento alle pari opportunità:

Tabella 7 - Occupazione con riferimento alle pari opportunità

		2018	2019
Dipendenti donne in servizio	%	23,61	24,23
Donne assunte	%	29,11	32,29
Donne in posizione manageriale (dirigenti e quadri)	%	25,28	26,05
Donne dirigenti	%	14,88	15,57
Tasso di sostituzione per genere (assunzioni/risoluzioni)		1,00	1,55
- Uomini	%	0,94	1,37
- Donne	%	1,16	2,15
Dipendenti che hanno usufruito di congedo parentale	numero	884	831
- di cui donne	numero	637	565
Dipendenti in rientro da congedo parentale	numero	813	782
- di cui donne	numero	575	549
Pay gap senior manager (donne vs uomini)	%	97	98
Pay gap middle manager e senior staff (donne vs uomini)	%	99	97
Pay gap impiegati (donne vs uomini)	%	98	100
Pay gap operai (donne vs uomini)	%	98	96
Pay gap totale (donne vs uomini)	%	98	98

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

A fine 2019 lavorano in Eni 7.590 donne (pari al 24,23 per cento dell'occupazione complessiva Eni) di cui 5.287 in Italia (25,1 per cento del totale servizio Italia) e 2.303 all'estero (22,5 per cento del totale servizio estero). In Italia, delle 1.254 assunzioni a tempo indeterminato effettuate nel corso del 2019, il 32,70 per cento, pari a 410 unità, ha riguardato personale femminile. Nel 2019 il tasso di sostituzione delle donne (rapporto tra assunzioni/risoluzioni a tempo indeterminato) è pari allo 2,15 per cento, in crescita rispetto

al 2018, principalmente per effetto delle politiche del piano strategico collegate alle iniziative di *gender diversity*.

Aumenta, seppur lentamente, anche la percentuale di donne in posizione di responsabilità (dirigenti e quadri) passando dal 24,86 per cento del 2017, al 25,28 per cento del 2018, fino a raggiungere il 26,05 per cento del 2019.

I risultati dell'analisi 2019 del *pay gap* di genere, effettuata da Eni, confermano un sostanziale allineamento (98 per cento) tra le retribuzioni della popolazione femminile e quella maschile, con scostamenti rispetto agli anni precedenti statisticamente non rilevanti. Eni ha utilizzato, come per gli anni precedenti, una propria metodologia che neutralizza gli eventuali effetti derivanti da differenze di livello, di ruolo e anzianità. Nel 2019 la rilevazione ha riguardato una popolazione pari a circa 30.000 risorse in 50 Paesi (con una copertura di oltre il 90 per cento del totale).

La tabella che segue distingue il personale per area geografica, evidenziando la presenza femminile e la distribuzione per qualifica dei dipendenti all'estero locali.

La distribuzione del personale locale estero all'interno delle diverse qualifiche rimane pressoché invariata (2019 vs 2018) con un leggero incremento, in termini percentuali, di *manager* che si attestano al 19,9 per cento, a fronte di una lieve riduzione di impiegati e operai, che si attestano rispettivamente al 55,4 e al 24,1.

L'incidenza percentuale del personale locale sul totale delle risorse all'estero è diminuita rispetto al 2018, passando dall'82,6 all'81,2 per cento, per effetto delle cessioni sopra rappresentate.

Tabella 8 - Occupati per area geografica

N°	2018	2019
Dipendenti in Africa	3.374	3.371
- di cui donne	718	722
Dipendenti in America	1.257	1.005
- di cui donne	241	194
Dipendenti in Asia	2.505	2.662
- di cui donne	344	367
Dipendenti in Australia e Oceania	90	88
- di cui donne	26	26
Dipendenti in Italia	20.576	21.078
- di cui donne	4.997	5.287
Dipendenti nel Resto d'Europa	3.148	3.117
- di cui donne	981	994
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	8.572	8.320
- di cui dirigenti	46	46
- di cui quadri	1.686	1.659
- di cui impiegati	4.769	4.606
- di cui operai	2.071	2.009
Dipendenti in Paesi non OECD	6.705	6.535

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

3.1.1. Valutazione delle *performance*

Nel 2019 la valutazione delle *performance* ha riguardato, in Italia e all'estero, circa il 93 per cento delle risorse con responsabilità manageriali e gestionali (dirigenti e quadri) e dei giovani laureati, con un incremento rispetto al 90 per cento realizzato sulla stessa popolazione del 2018.

Anche il 73 per cento della restante popolazione degli impiegati è stata coinvolta in tale processo, registrando un incremento significativo (+13 punti percentuali rispetto al 2018).

3.1.2. Formazione

Nel corso del 2019 sono stati svolti, in 20 Paesi, 27 interventi di *audit* che hanno previsto verifiche anti-corrruzione da cui è emersa, nel complesso, l'adeguatezza del *Compliance Program* anti-corrruzione. Eni ha continuato, anche nel 2019, ad avviare iniziative di formazione sul Sistema di controllo interno e gestione dei rischi - SCIGR, rivolte al *management* di Eni SpA e delle principali società controllate in Italia e all'estero, volte a sviluppare la consapevolezza del ruolo del *management* nell'implementazione e funzionamento di un efficace ed efficiente SCIGR. Nel corso del 2020 tali iniziative sono

state integrate con sessioni specifiche sul tema del *Whistleblowing*. Nel 2019 sono stati complessivamente svolti *workshop* in 12 Paesi oltre all'Italia ed è continuata l'erogazione del relativo corso *e-learning*. Nel 2019 è stata avviata una nuova campagna di formazione *on-line* sui temi anticorruzione, destinata a tutti i dipendenti. In particolare, nel 2019 sono stati formati 23.347 dipendenti, di cui il 59 per cento rappresentato da personale inserito in contesti a medio/alto rischio corruzione.

Tabella 9 - Formazione

	2018	2019
<i>E-learning</i> per risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione	951	13.886
<i>E-learning</i> per risorse in contesto a basso rischio corruzione	1.950	9.461
<i>Workshop</i> generale	1.765	1.237
<i>Job specific training</i>	1.461	1.108

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Formazione diritti umani

Nel 2019 è proseguito il programma *Human rights* con il completamento della campagna di erogazione relativa alle iniziative di *follow-up* con gli approfondimenti tematici destinati a *target* differenti a seconda del contenuto dei moduli (*Security and Human Rights*, *Human Rights and relations with Communities*, *Human Rights in the Workplace* e *Human Rights in the Supply Chain*). Inoltre nel 2019 hanno preso avvio in modalità "open" le seguenti nuove campagne di formazione per tutti i dipendenti Eni: "Sostenibilità in tema di *stakeholder*, *reporting* e diritti umani" e "SDGs". Sul totale dei dipendenti iscritti a questi corsi, il 97 per cento ha completato un corso di formazione sui diritti umani.

3.1.3. Contenzioso del lavoro

La diminuzione dei contenziosi del lavoro nel 2019 è principalmente dovuta alla definizione di alcuni ricorsi seriali sia in Italia che all'estero. Per quanto riguarda l'Italia, più della metà dei 662 contenziosi in corso riguarda la richiesta di danni da parte di *ex* lavoratori, o loro eredi, per asserite malattie professionali. Si tratta di patologie conseguenti all'esposizione ad agenti potenzialmente dannosi avvenute nel passato, spesso anche prima degli anni '90, in siti industriali non gestiti da Eni, ma acquisiti nel tempo a seguito di operazioni societarie.

Complessivamente, le rivendicazioni che hanno per oggetto richieste direttamente connesse con lo svolgimento del rapporto di lavoro, quali, ad esempio, il superiore inquadramento contrattuale, il riconoscimento di differenze retributive e il presunto demansionamento, continuano a mantenersi su un livello estremamente basso, che, se rapportato al numero dei dipendenti, equivale allo 0,11 per cento di quelli in servizio a fine dicembre 2019 (0,12 per cento nel 2018).

Tabella 10 - Contenzioso in materia di lavoro

		2017	2018	2019
Contenziosi dipendenti	(numero)	1.310	1.211	907
Rapporto prevenzione/controversie	(numero)	626/1.310	503/1.211	345/907
Rapporto controversie/dipendenti	%	4,05	3,89	2,90

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

3.1.4. La sicurezza

Nel 2019 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è migliorato del 3 per cento rispetto al 2018. Tale miglioramento è stato particolarmente marcato per l'indice dei dipendenti (-44 per cento), mentre l'indice dei contrattisti è peggiorato a causa dell'incremento del numero di infortuni (95 rispetto a 82 nel 2018). Si sono verificati 3 infortuni mortali nell'*upstream*: ad un dipendente in Italia nel marzo 2019 registrato su una piattaforma al largo di Ancona e a due contrattisti in Egitto. L'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi è influenzato da due infortuni occorsi a due contrattisti in Italia (nello stesso evento che ha causato l'infortunio mortale al dipendente Eni) e dall'infortunio ad un contrattista in Egitto. In Italia il numero di infortuni totali registrabili è diminuito (37 eventi rispetto ai 40 del 2018) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) è migliorato del 14 per cento; all'estero, invece, il numero di infortuni è in leggero aumento (77 eventi rispetto a 76 del 2018), così come l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (+2 per cento). Il *trend* del numero di eventi di *process safety* risulta in costante miglioramento sia di *tier 1* che di *tier 2*. I *tier 1* e *2* indicano la gravità delle conseguenze (dal più al meno grave) in termini di quantitativi rilasciati e danni causati.

Tabella 11 - Infortuni sul lavoro

		2015	2016	2017	2018	2019
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,20	0,23	0,21	0,23	0,19
- dipendenti		0,19	0,30	0,27	0,28	0,17
- contrattisti		0,20	0,19	0,19	0,21	0,20
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,009	0,010	0,011	0,010	0,011
- dipendenti		0,012	0,017	0,019	0,016	0,011
- contrattisti		0,007	0,007	0,008	0,007	0,012
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,45	0,35	0,33	0,35	0,34
- dipendenti		0,41	0,36	0,30	0,37	0,21
- contrattisti		0,47	0,35	0,34	0,34	0,39
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,46	0,72	0,33	1,21	0,9
- dipendenti		0,00	0,00	0,00	0,00	1,09
- contrattisti		2,23	1,09	0,47	1,67	0,83
Near miss	(numero)	1.489	1.643	1.550	1.431	1.159
Ore di formazione sulla sicurezza	(ore)	260.560	251.383	323.765	289.661	331.375
- di cui ai dirigenti		3.031	2.145	9.567	4.945	4.399
- di cui ai quadri		41.480	30.887	67.293	57.061	55.266
- di cui agli impiegati		139.293	149.514	174.016	157.724	171.832
- di cui agli operai		76.756	68.837	72.889	69.931	99.878
Investimenti e spese sicurezza	(migliaia di euro)	313.844	287.809	249.754	260.273	306.200
- di cui spese correnti		234.771	239.484	175.077	198.520	202.100
- di cui investimenti		79.073	48.325	74.677	61.753	104.100

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

3.1.5. Costo del lavoro

Il costo del lavoro del Gruppo, come mostra la tabella che segue, nel 2019 è diminuito di 97 mln rispetto al 2018, principalmente per effetto della circostanza che nel 2018 furono stanziati oneri per incentivazione all'esodo relativi soprattutto al piano di uscita anticipata di personale Eni Gas e Luce Spa, ai sensi dell'art.4 della legge 28 giugno 2012, n. 92.

Tabella 12 - Costo del lavoro Gruppo Eni*(dati in milioni)*

	2018	2019
Salari e stipendi	2.409	2.417
Oneri sociali	448	449
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	220	85
Altri costi	170	213
Totale	3.247	3.164
A dedurre:		
-incrementi per lavori interni - attività materiali	(142)	(152)
-incrementi per lavori interni - attività immateriali	(12)	(16)
Totale	3.093	2.996

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Gli altri costi comprendono principalmente oneri per esodi agevolati per 45 mln (37 mln e 18 mln rispettivamente nel 2018 e nel 2017) e oneri per programmi a contributi definiti per 99 mln (95 mln e 90 mln rispettivamente nel 2018 e nel 2017).

3.2. Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A.

Nel 2019 il numero medio dei dipendenti in servizio presso Eni S.p.A. risulta in incremento rispetto al 2018 (+278 risorse medie), principalmente a fronte del piano assunzioni effettuato nel 2019, per proseguire nel piano di consolidamento ed evoluzione delle competenze finalizzato ad assicurare il loro allineamento alle nuove esigenze di *business*, in particolare quelle caratterizzate da un alto tasso di innovazione.

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Tabella 13 - Personale Eni S.p.A.

	2018	2019
Dirigenti	625	626
Quadri	4.328	4.466
Impiegati	5.678	5.874
Operai	1.055	998
Totale	11.686	11.964

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Come evidenzia la tabella seguente, il costo del lavoro nel 2019 (1.185 mln) è aumentato di 57 mln, principalmente per effetto dell'incremento dell'occupazione media e delle dinamiche retributive.

Tabella 14 - Costo del lavoro in Eni S.p.A.

(milioni di euro)

	2018	2019
-Salari e stipendi	884	909
-Oneri sociali	247	254
-Oneri per benefici ai dipendenti*	114	102
-Costi personale in comando	39	40
-Altri costi	18	36
Totale	1.302	1.341
A dedurre:		
-Proventi relativi al personale	(120)	(115)
-Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(50)	(37)
-Ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
Totale	1.128	1.185

* La voce include, oltre ai costi per i piani a benefici definiti, anche altri oneri, valutati sulla base di tecniche attuariali, quali le incentivazioni monetarie differite assegnate al personale dirigente.

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

4. STRUTTURA ORGANIZZATIVA E PROFILI GESTIONALI

4.1. La struttura organizzativa

La struttura organizzativa che ha operato nel 2019, sostanzialmente invariata rispetto all'esercizio precedente, è articolata per linee di *business* e fondata sui risultati economici e operativi per area di competenza.

In particolare, Eni opera attraverso le seguenti linee di *business*:

- *Exploration* per le attività di gestione del *portfolio* esplorazione, studi strategici di esplorazione, progetti di esplorazione e delineazione, studi e servizi specialistici di geologia e geofisica;
- *Development, Operations & Technology* per la realizzazione dei progetti di sviluppo industriale, per il supporto tecnico agli *asset* industriali e per la gestione delle attività di ricerca e per il *procurement* nel settore *upstream*;
- *Energy Solutions* per le attività di sviluppo del *business* delle energie rinnovabili: nuovi progetti, gestione degli *asset* e commercializzazione;
- *Upstream* per le attività di *business development*, la gestione delle attività *upstream* operate e il presidio di quelle non operate;
- *Gas & LNG Marketing and Power* per le attività di gestione portafogli gas, LNG e power, sviluppo commerciale dei progetti gas, *power* e LNG *equity*, vendita alla clientela "large" di gas, gestione del rischio prezzo *commodity*, *trading*, trasporto *oil e gas*, anche attraverso *pipeline*, attività di generazione elettrica, aspetti regolatori;
- *Refining & Marketing* per le attività di *supply*, raffinazione, produzione, distribuzione e commercializzazione di prodotti petroliferi e lubrificanti, *licensing out*, *procurement* attività industriali e logistica nel settore *downstream*, nonché per le attività di risanamento ambientale (tramite la società *Eni Rewind*);
- *Eni Gas e Luce* per le attività di vendita di gas, energia elettrica e servizi ai clienti *retail* e *business* in Italia e in Europa;
- *Versalis* per le attività petrolchimiche e chimica verde.

Alle linee di *business* si affiancano le Funzioni di supporto, che curano la gestione accentrata dei servizi di supporto – trasversali rispetto alle linee di *business* – il coordinamento ed il controllo dell'attuazione di indirizzi strategici, di linee guida e di normative di riferimento

nelle materie di competenza, il coordinamento delle unità di *staff* delle divisioni e/o delle società controllate.

Al 31 dicembre 2019 le Funzioni di supporto comprendono le strutture afferenti al *Chief Financial Officer*, al *Chief Services & Stakeholder Relations Officer* e al *Chief Digital Officer* (dal 18 settembre 2018); le direzioni affari societari e *governance*, affari legali, relazioni internazionali, comunicazione esterna, *Compliance* integrata, negoziati commerciali (dal 1° gennaio 2019) e la funzione *Risk Management* integrato.

Eni controllava, al 31 dicembre 2019, 225 società in Italia e all'estero.

Le principali società controllate sono:

- Banque Eni SA: è autorizzata all'esercizio dell'attività bancaria per l'erogazione di servizi finanziari a Eni e alle Società di Eni;
- Ecofuel SpA: gestisce la produzione e la commercializzazione di componenti *clean* per benzine (in particolare ossigenati) e di metanolo. Ecofuel, società controllata al 100 per cento da Eni SpA, è un operatore globale sul mercato internazionale del settore e fin dalla sua nascita ha operato prevalentemente attraverso la costituzione di *joint venture* con *partner* internazionali;
- Eni *Corporate University*: svolge attività di formazione, garantendo il presidio, la diffusione e lo sviluppo della cultura di impresa. Persegue l'obiettivo di realizzare programmi di formazione continua, anche utilizzando metodologie innovative di apprendimento, al fine di rafforzare e sviluppare le competenze del personale Eni;
- Eni *Finance International*: è preposta alla centralizzazione delle funzioni finanziarie in favore delle società del Gruppo non residenti in Italia e in USA, gestendone la copertura dei fabbisogni;
- Eni *International Resources*: è centro di eccellenza di Eni per il reperimento e la selezione dei migliori talenti nel settore energetico in Italia e all'estero; si occupa, inoltre, di sviluppare *l'Employer Branding*, ovvero la reputazione che l'azienda si costruisce come *employer* per diffondere la *corporate identity* e attrarre le migliori risorse sul mercato;
- Enipower: è dedicata alla produzione di energia elettrica e vapore; dispone di sei centrali elettriche a ciclo combinato alimentate a gas;
- EniProgetti: controllata al 100 per cento da Eni S.p.A., è la società di Eni per

- l'ingegneria con quasi 1000 addetti; nasce dalla volontà di Eni di potenziare le proprie capacità e dalla inclinazione a trovare, nello sviluppo degli investimenti, le soluzioni tecniche più agili ed efficaci a favorire il *time to market*;
- Eni Rewind: fornisce un servizio integrato nel campo del risanamento ambientale attraverso le attività di approvvigionamento, ingegneria e realizzazione dei progetti e di logistica dei rifiuti. Realizza interventi di bonifica e di ripristino ambientale facendo ricorso a tecnologie avanzate e sostenibili, con una particolare attenzione alle specificità dei territori;
 - Eni Servizi: opera nel settore della fornitura di servizi integrati agli edifici, alle persone e a supporto del *business*. Svolge molteplici attività, che vanno dalla gestione immobiliare e degli spazi di lavoro alla produzione e somministrazione di *utilities*, dalla riproduzione di documenti alla gestione di archivi e magazzini, al *procurement* di beni e servizi non strategici, e altro;
 - Eni Trading & Shipping (ETS): dedicata al *trading* delle *commodity*, fornisce i propri servizi sia alle divisioni di Eni sia a clienti esterni, operando sul mercato come interfaccia unica di Eni e garantendo un approccio globale ed integrato;
 - LNG Shipping SpA: opera nel settore del trasporto via mare di gas naturale liquefatto (Gnl) attraverso l'utilizzo di due metaniere di proprietà, con capacità di 65mila metri cubi ciascuna;
 - *Serfactoring*: espressione della collaborazione di Eni con alcune importanti banche italiane, opera prevalentemente nell'ambito del Gruppo offrendo i propri servizi alle imprese dell'indotto e alle società del Gruppo stesso. Si occupa della gestione organizzata e coordinata delle operazioni di amministrazione, smobilizzo e incasso di crediti singolarmente o in massa;
 - Versalis: si occupa, a livello nazionale e internazionale, della produzione e della distribuzione di prodotti petrolchimici. L'azienda realizza intermedi, polietilene, stirenici ed elastomeri, con l'apporto di circa quattrocento professionisti e una rete di vendita capillare.

4.2. Profili gestionali

Le attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi di Eni SpA⁸ sono gestite dalle seguenti funzioni:

- a) la direzione *Procurement*, posta alle dipendenze del *Chief Services & Stakeholder Relations Officer*, responsabile per le attività di approvvigionamento della società, con l'esclusione di quelle in ambito industriale e ambientale;
- b) le funzioni approvvigionanti "*Upstream Procurement Services & Industrial Analysis*" e "*Approvvigionamento Attività Industriali e Logistica*", poste alle dipendenze rispettivamente del *Chief Development, Operations & Technology Officer* e del *Chief Refining & Marketing Officer*, responsabili per le attività di approvvigionamento in ambito industriale per i settori di *business* di competenza.

Alla direzione *Procurement* è, inoltre, attribuita la responsabilità di indirizzo e controllo delle attività di approvvigionamento svolte dalle altre funzioni approvvigionanti di Eni SpA e di quelle svolte nell'ambito delle società controllate non quotate del Gruppo in Italia e all'estero⁹.

Per gran parte delle società controllate italiane le attività operative di approvvigionamento sono accentrate in Eni SpA, che fornisce i relativi servizi in base alle richieste avanzate da tali società. Le rimanenti società controllate¹⁰ non quotate (in Italia e all'estero) gestiscono direttamente le proprie attività di approvvigionamento nel rispetto delle procedure Eni; per procedimenti di particolare dimensione e/o complessità, possono ricorrere al supporto operativo delle funzioni approvvigionanti di Eni SpA nell'ambito di specifici accordi.

⁸ L'approvvigionamento di beni, lavori e servizi non include i c.d. approvvigionamenti "*core*", quali ad esempio, gli acquisti di materie prime (es. greggio, gas, etc.) e relativi servizi di trasporto e stoccaggio (logistica primaria), semilavorati (es. bitumi, *virgin* nafta, etc.), *utilities* del processo di produzione (es. energia elettrica, idrogeno, etc.), certificati verdi e titoli assimilati (es. TEE, certificati bianchi, etc.), titoli minerari. Tali approvvigionamenti, in considerazione della loro peculiarità e dello stretto legame che hanno con i processi produttivi e commerciali delle singole aree di *business* e società, sono gestiti direttamente dalle unità di *business* competenti.

⁹ Le società controllate da Eni quotate in Borsa sono soggette ad indirizzo e controllo nel rispetto della loro autonomia giuridica e gestionale, nonché degli interessi specifici delle singole società.

¹⁰ Tra cui, a decorrere dal 01/07/2017, Eni Gas & Luce, società derivante dal conferimento operato da Eni SpA del ramo d'azienda "*Retail Market Gas & Power*", dotata di una propria struttura di *Procurement*.

4.2.1. Attività negoziale posta in essere nel 2019

L'attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi svolta nel 2019 direttamente dalle funzioni approvvigionanti di Eni SpA e dalle società controllate, ad esclusione delle società quotate, in continuità con gli anni precedenti, evidenzia in sintesi:

- una forte prevalenza delle attività negoziali all'estero rispetto al totale delle attività, coerentemente con il peso relativo delle attività estere nel piano investimenti Eni;
- una costante prevalenza economica dell'approvvigionato afferente al settore *Exploration & Production* rispetto al valore complessivo dell'attività negoziale;
- l'utilizzo del contratto aperto come tipologia di atto negoziale più rilevante;
- l'alta incidenza in valore (e la bassa incidenza a numero) dei contratti di importo rilevante (ossia di valore superiore ai 500.000 euro);
- l'elevata incidenza degli affidamenti condotti attraverso indizione di gara.

Il valore complessivo dell'attività negoziale posta in essere nell'anno 2019 è pari a circa 14.400 mln, di cui il 60 per cento circa per attività estere.

La ripartizione per settore di attività del valore complessivo dell'attività negoziale del 2019 evidenzia quanto segue: *Exploration & Production*: 9.000 mln circa; *Refining & Marketing e Chimica*: 4.000 mln circa; *Corporate e altre attività*: 1.000 mln circa; *GLP e Gas & Power*: 400 mln circa.

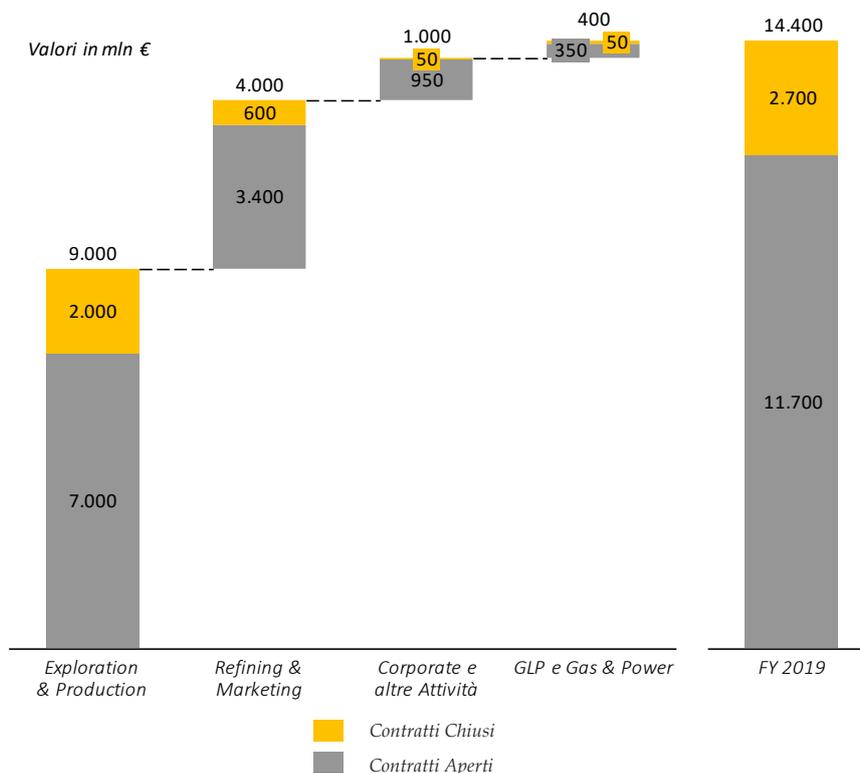
Diversamente, un'analisi condotta con riferimento al numero dei contratti assegnati conferma un quadro meno differenziato tra i principali settori di *business*. Infatti, a fronte di un numero complessivo in Italia ed all'estero di atti negoziali pari a circa 23.000, 9.400 circa hanno riguardato il settore *Exploration & Production* (41 per cento); 11.200 circa il settore *Refining & Marketing e Chimica* (49 per cento); 1.400 circa il settore *GLP e Gas & Power* (6 per cento); 1.000 circa il settore *Corporate e altre attività* (4 per cento).

Il quadro che emerge è rappresentativo delle diversità di *business* presenti all'interno di Eni: il settore *Exploration & Production* è caratterizzato da contratti di importo più elevato ed attività negoziali svolte prevalentemente all'estero, mentre il settore *Refining & Marketing e Chimica* è caratterizzato da un maggior numero di contratti, ma di importo unitario più contenuto e prevalentemente concentrati sul territorio nazionale.

4.2.2. Tipologia degli atti negoziali

Anche per il 2019, l'atto negoziale con maggiore incidenza è stato, in Italia ed all'estero, il contratto aperto (che rappresenta l'82 per cento del valore complessivo dell'attività posta in essere), come evidenzia il grafico che segue:

Grafico 1



Fonte: Eni

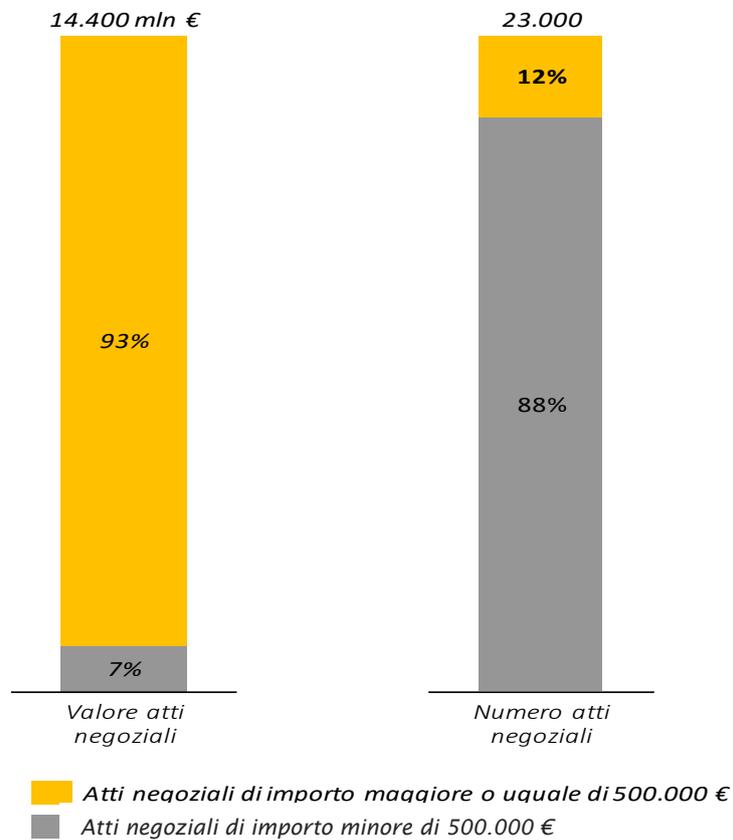
Il prevalente ricorso al contratto aperto viene giustificato dall'esigenza di cumulare i fabbisogni trasversali di diverse realtà, garantendo lo sfruttamento di economie di scala e con l'ulteriore effetto di avere la concentrazione di volumi più elevati in un minor numero di processi di approvvigionamento. Tale impostazione continua a garantire una maggior efficienza ed efficacia dei processi, anche attraverso una migliore pianificazione dei fabbisogni.

4.2.3. Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro

Come mostra il grafico seguente, i contratti di importo superiore ai 500.000 euro rappresentano circa il 93 per cento del valore complessivo dell'approvvigionato, pari al 12

per cento circa del numero dei contratti, ed hanno riguardato in prevalenza il settore *Exploration & Production*:

Grafico 2



Fonte: Eni

Il settore *Refining & Marketing e Chimica* si caratterizza per un maggior numero di contratti di importo meno rilevante, avendo l'attività negoziale riguardato prevalentemente la manutenzione degli impianti produttivi.

4.2.4. Procedure di affidamento

L'affidamento dei contratti aventi ad oggetto lavori, beni e servizi è disciplinato da un sistema normativo interno Eni¹¹ volto ad assicurare un processo di approvvigionamento integrato con gli obiettivi di *business* e strutturato secondo principi di economicità, efficacia, imparzialità, parità di trattamento, trasparenza, proporzionalità, pubblicità, tutela dell'ambiente ed efficienza energetica.

La selezione dei fornitori avviene, in conformità alla normativa applicabile, attraverso un sistema di qualificazione aperto e costantemente aggiornato in base alle esigenze del *business* e alla verifica del possesso da parte dei fornitori dei requisiti di carattere etico-professionale, economico-finanziario e tecnico-organizzativo necessari per il mantenimento della loro qualificazione.

Anche nel 2019 gli affidamenti di Eni S.p.A. e delle società controllate sono stati effettuati in prevalenza mediante gara (il 78 per cento contro il 22 per cento delle assegnazioni dirette). Il ricorso ad affidamenti diretti, senza l'indizione di gara, è infatti limitato a specifiche casistiche in cui siano assenti alternative di mercato o in cui il ricorso a fornitori alternativi comporti oggettive e sproporzionate diseconomie.

4.3. Profili operativi

Come per le relazioni precedenti, si evidenziano, di seguito, brevemente i principali risultati dei settori operativi in cui si articola l'attività di Eni.

4.3.1. Settore *Exploration & Production* (E&P)

Nel 2019 l'utile operativo *adjusted* è pari a 8.640 mln (-2.210 mln rispetto all'anno precedente) per effetto principalmente della flessione dello scenario petrolifero (-9 per cento la quotazione *Brent*) e del più accentuato calo dei prezzi del gas a causa dell'*oversupply* globale e della contrazione della domanda asiatica, con flessioni del 34 per cento per il prezzo *spot* Italia, principale riferimento per le vendite nei mercati europei, e del 19 per cento per l'*Henry Hub*, solo parzialmente compensati dall'apprezzamento del dollaro sull'euro (+5 per cento).

¹¹ Il regime giuridico applicabile alle attività di approvvigionamento di Eni S.p.A. è prevalentemente di natura privatistica, salvo alcuni casi specifici, fra cui i contratti riguardanti l'estrazione di gas, ai quali si applica il d. lgs. n. 50 del 2016 e s.m.i. di recepimento delle Direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE. Nel 2019 il valore dei contratti aggiudicati in regime pubblicitario è stato di 640 mln, pari al 15 per cento dell'intero procurato dell'Eni S.p.A. di ca. 4.300 mln.

In media annua è stata conseguita una produzione di 1,87 mln di boe/giorno, con una crescita dell'1,1 per cento. Escludendo gli effetti delle operazioni di portafoglio e dell'effetto prezzo, la produzione ha registrato una crescita dell'1,7 per cento, nonostante la cessazione del contratto produttivo Intisar in Libia, avvenuta dal terzo trimestre 2018. La *performance* produttiva è stata sostenuta dal *ramp-up* di Zohr e dei progetti avviati nel 2018, in particolare in Libia, Ghana e Angola, dagli *start-up* in Messico, Norvegia, Egitto, Algeria (per un contributo complessivo di 253 mila boe/giorno), da incrementi in Nigeria, Kazakhstan ed Emirati Arabi Uniti. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione di gas in Indonesia a causa della riduzione della domanda gas in Asia, in Venezuela, per la situazione contingente nel Paese, nonché dal declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e Angola.

4.3.2. Settore Gas & Power

Nel 2019 il settore *Gas & Power* ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 654 mln, con un incremento del 20 per cento rispetto al 2018. Tale risultato è stato trainato dalla *performance* del *business wholesale gas* che riflette principalmente il contributo delle ottimizzazioni del portafoglio gas e *power* in Europa.

Le vendite di gas nel mondo sono state di 73,07 miliardi di metri cubi, con una flessione del 5 per cento rispetto al 2018 (3,64 miliardi di metri cubi). In diminuzione del 3 per cento le vendite in Italia (37,85 miliardi di metri cubi).

4.3.3. Settore Refining & Marketing (R&M) e Chimica

Il *business Refining & Marketing* ha registrato un utile operativo *adjusted* di 220 mln, con un decremento del 44 per cento rispetto all'esercizio precedente (-170 mln sul 2018), a causa della debolezza dello scenario di raffinazione, attenuata dalla positiva *performance* registrata nel *marketing*.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2019 sono state di 22,74 mln di tonnellate, in lieve riduzione (-2,1 per cento) rispetto al 2018, a causa delle minori lavorazioni presso alcune raffinerie. Tali riduzioni sono in parte compensate dalle maggiori lavorazioni della raffineria di Taranto.

Il *business* della chimica ha registrato una perdita operativa *adjusted* di 268 mln, penalizzato da uno scenario depresso a causa del rallentamento della domanda dei principali settori utilizzatori di materie plastiche, dalla minore domanda di “plastiche mono-uso” e dall’indisponibilità impiantistica a Priolo.

Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,29 mln di tonnellate si sono ridotte del 13,2 per cento rispetto al 2018, con particolare riguardo al *business* degli intermedi.

4.4. Piano di lungo termine al 2050 e Piano d’azione 2020 - 2023

Il 28 febbraio 2020 Eni ha annunciato il Piano strategico di lungo termine al 2050 e il Piano d’azione 2020 – 2023.

I principali obiettivi del Piano strategico di lungo termine sono:

- crescita della produzione *upstream* a un tasso annuo del 3,5 per cento fino al 2025, successivo flessibile declino, principalmente nella componente olio. La produzione gas al 2050 dovrebbe costituire circa l’85 per cento della produzione totale;
- resilienza e flessibilità delle riserve 3P¹²: 20 \$/bl¹³ di *breakeven* medio, incasso del 94 per cento del loro valore entro il 2035, assumendo un prezzo Brent¹⁴ costante a 50 \$/bl. Flessibilità nel modulare investimenti futuri di esplorazione e sviluppo in funzione dell’evoluzione del mercato;
- sostenibilità delle produzioni gas: progetti di conservazione delle foreste e di cattura e stoccaggio della CO₂ per un totale di oltre 40 mln di tonnellate/anno al 2050. Produzione di energia elettrica da gas associata a progetti di cattura e stoccaggio della CO₂ che dovrebbe integrare la fornitura da rinnovabili;
- rinnovabili in forte crescita a oltre 55 GW al 2050. Sviluppo in prevalenza nei paesi OECD per la fornitura di energia elettrica ai clienti, previsti nel mercato *retail* in aumento oltre i 20 mln al 2050;
- raffinazione: graduale conversione dei siti italiani mediante il ricorso a nuove tecnologie per la produzione di prodotti decarbonizzati da riciclo di materiali di scarto. Incremento della capacità della raffinazione “bio” a 5 mln di tonnellate, *palm*

¹² Tale classificazione distingue le riserve in 1P, che coincidono con le certe, 2P che sono la somma di certe e probabili, e 3P che sono la somma delle 2P con le possibili.

¹³ Prezzo in dollari per barile di petrolio.

¹⁴ Prezzo di una tipologia standard (il Brent) del petrolio.

oil free, a partire dal 2023, 7 anni prima del limite previsto dalla regolamentazione europea;

- *marketing*: trasformazione da stazioni di servizio a punti di vendita per la distribuzione esclusiva di carburanti sostenibili di nuova generazione e altri servizi differenziati;
- chimica: conversione progressiva dei siti esistenti, ricorrendo a tecnologie per produzioni più specializzate, “bio” e riciclo delle plastiche;
- impronta carbonica: sviluppo metodologia, rivista e verificata da terze parti, per la misurazione omnicomprensiva delle emissioni. Su questa base, *target* fisso di riduzione al 2050 delle emissioni assolute dell’80 per cento (oltre la soglia del 70 per cento indicata dalla IEA nel *Sustainable Development Scenario - SDS* – che traccia le riduzioni delle emissioni compatibili con gli obiettivi dell’Accordo di Parigi) e dell’intensità emissiva del 55 per cento.

In coerenza con le strategie di lungo periodo previste per i diversi settori di *business*, il Piano d’azione 2020-2023 prevedeva i seguenti obiettivi:

Settore *Upstream*

- Valorizzazione e crescita del portafoglio esplorativo, con l’obiettivo di scoprire 2,5 miliardi di boe di risorse e contribuire alla diversificazione geografica del portafoglio facendo leva su:
 - *operatorship* ed elevata quota partecipativa nei permessi esplorativi in modo da favorire anche la realizzazione del “*dual exploration model*” per una più rapida monetizzazione delle scoperte;
 - esplorazione focalizzata in aree limitrofe a campi in produzione e in bacini provati;
 - selezionate iniziative su bacini di frontiera;
- crescita della generazione di cassa con un *free cash flow* organico cumulato 2020-2023 superiore a 25 miliardi. Tale obiettivo sarebbe conseguito grazie a:
 - crescita delle produzioni nel periodo 2019-2023 a un tasso medio annuo del 3,5 per cento, in base al contributo dei progetti già avviati o in avvio nel quadriennio;

- ulteriore sviluppo delle iniziative integrate con il settore *Gas & Power* per la valorizzazione del *gas equity*;
- rafforzamento del modello di realizzazione dei progetti per fasi e “*design-to-cost*” al fine di ridurre il rischio di esecuzione e l’esposizione finanziaria;
- ottimizzazione dell’efficienza e della continuità operativa;
- *digital transformation* a supporto della sicurezza sul lavoro e dell’*asset integrity*.

Settore rinnovabili

- Realizzazione di 3 GW di capacità installata al 2023 e 5 GW al 2025;
- investimenti pari a 2,6 miliardi nell’arco di piano.

Settore *Gas & Power*

- crescita dei clienti *retail* attesa pari a circa 11 mln al 2023, di cui oltre 4 mln di punti vendita *power*;
- sviluppo di nuovi prodotti e focus su servizi *extra-commodity*;
- proseguimento della ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento gas e della riduzione dei costi di logistica, attraverso azioni di ottimizzazione e rinegoziazione dei contratti;
- crescita del portafoglio GNL attraverso lo sviluppo in nuovi mercati e la sempre maggiore integrazione con *Upstream* per la valorizzazione del *gas equity*. Il portafoglio di volumi GNL contrattualizzati attesi sarebbe pari a 16 mln ton/a nel 2025.

Le suddette linee d’azione dovevano consentire ad Eni di realizzare un *free cash flow* organico cumulato 2020-2023 pari a 2,1 miliardi.

Settore *Refining e Marketing*

- consolidamento e integrazione delle attività di raffinazione tradizionale anche attraverso il raggiungimento del pieno potenziale della raffineria di Ruwais e il contributo dalle attività di *trading*;
- prosecuzione del processo di diversificazione attraverso investimenti in raffinazione “*bio*”, per l’aumento della capacità di lavorazione fino a 1 milione di tonnellate nel 2023 *palm oil free*;

- sviluppo di iniziative di economia circolare per la produzione di idrogeno e metanolo dal riciclo dei materiali di scarto e di olio di ricino quale nuovo *feedstock* per le raffinerie “bio”;
- consolidamento del *marketing* in Europa, privilegiando segmenti ad alta marginalità, ulteriore sviluppo dei servizi *non-oil* nel *retail*;
- diversificazione dell’offerta, incrementando soprattutto quella di carburanti alternativi e sviluppo della mobilità sostenibile.

Le suddette linee d’azione dovevano consentire di realizzare un *free cash flow* organico cumulato 2020-2023 pari a 2,6 miliardi.

Settore Chimica

- aumento del bilanciamento della filiera etilene-polietilene, integrata con il riciclo meccanico e chimico e il recupero di efficienza ai *cracking*;
- progressiva specializzazione del portafoglio polimeri verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione della filiera a valle verso il *compounding* per ridurre la volatilità dei margini;
- sviluppo della chimica da rinnovabili con nuovi processi e prodotti;
- progressiva riduzione delle emissioni di gas serra, aumentando efficienza energetica e flessibilità delle cariche;
- sviluppo internazionale in sinergia con altri *business* Eni.

Le suddette linee d’azione dovevano consentire di realizzare un flusso di cassa operativo organico cumulato di 0,4 miliardi.

Nel corso del 2020, a seguito della crisi del mercato petrolifero - caratterizzato da eccesso di offerta, scorte elevate e scarsa domanda, dovuta anche alle forti ripercussioni della pandemia COVID 19 - Eni ha rivisto a più riprese i piani industriali e i programmi operativi, mettendo in campo un insieme di azioni finalizzate a rafforzare la liquidità e la struttura patrimoniale, difendere la redditività e aumentare la resilienza allo scenario, in attesa di tornare a crescere, accelerando nel contempo l’evoluzione del *business* in chiave *low carbon*. Tra le azioni avviate nel corso del 2020 rientra l’adozione di uno scenario petrolifero che prevede un prezzo del Brent a 60 dollari /barile, rispetto ai precedenti 70 dollari/barile; il

varo di una nuova struttura organizzativa; la ridefinizione di una *remuneration policy* per gli azionisti; l'emissione di *bond* ibridi dell'ammontare complessivo di 3 miliardi.

La nuova struttura organizzativa prevede la costituzione di due direzioni generali: la direzione *Natural resources* con il compito di valorizzare secondo un'ottica sostenibile il portafoglio *upstream oil e gas*, gestendo le attività di efficienza energetica, i progetti di conservazione delle foreste e i progetti di cattura della CO₂; la direzione *Energy evolution*, con il compito di sviluppare i *business* di generazione, trasformazione e vendita di prodotti, evolvendo il portafoglio verso rinnovabili e prodotti sostenibili ottenuti da processi decarbonizzati e biomasse.

Le azioni in corso comprendono un taglio degli investimenti del 35 per cento, rispetto ai piani originari, per euro 2,6 miliardi, una riduzione dei costi per 1,4 miliardi; nel 2021 una riduzione degli investimenti di euro 2,4 miliardi e dei costi di euro 1,4 miliardi ; accordi per dismissioni di circa 1 miliardo; conferma del *target* produttivo entro il *range* 1,72-1,74 mboe/g.

5. CONTENZIOSO

Eni è parte in procedimenti penali, civili e amministrativi, ovvero interessata da procedimenti penali riguardanti componenti degli organi o dipendenti per ipotesi di reato connessi alle sue attività.

Al riguardo è previsto in bilancio un fondo rischi per contenziosi di 850 mln al 31 dicembre 2019 (824 mln al 31 dicembre 2018), come esposto nella successiva tabella n. 45, onde far fronte a contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti *antitrust* e di altra natura.

Sussiste, comunque, l'eventualità che la Società possa essere chiamata a sostenere, come rappresentato dall'Ente stesso nella relazione finanziaria 2019, costi non previsti o ulteriori, in aggiunta agli importi già stanziati in bilancio, in particolare per:

- l'incertezza, rispetto all'esito finale, che ciascun procedimento presenta;
- il verificarsi di sviluppi che il *management* potrebbe non aver valutato in ordine al probabile esito del contenzioso;
- l'emergere di nuove evidenze e informazioni.

La possibilità di una revisione delle valutazioni iniziali deriva pure dal fatto che la decisione di procedere ad accantonamenti al fondo rischi e/o di determinarne l'entità è frutto di un processo complesso di analisi dei rischi e implica giudizi di probabilità, in cui rientrano anche valutazioni di tipo soggettivo, da parte del *management*.

Tutto ciò postula, ad avviso della Corte, la prosecuzione di azioni costanti e adeguate, da parte degli organi e del *management*, nell'ambito delle rispettive competenze, da un lato per prevenire e contrastare, anche mediante interventi correttivi sulle procedure adottate, i comportamenti non corretti, dall'altro per valutare accuratamente e tempestivamente gli effetti economico-finanziari meritevoli di adeguata attenzione, anche ai fini di adeguati accantonamenti in bilancio.

A tal riguardo, la Società si rivolge frequentemente, anche con costi significativi, a professionisti e strutture esterne, per accertamenti ed approfondimenti indipendenti su tematiche e problemi di particolare complessità, al dichiarato fine di poter assumere le proprie scelte con la massima neutralità e trasparenza anche nei confronti di interlocutori esterni.

Di seguito, si riporta una sintesi aggiornata dei procedimenti più significativi pendenti. Per essi, salvo diversa indicazione, non risulta effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto l'Eni giudica un esito sfavorevole improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

5.1. Procedimenti penali in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) - Sito di Crotona (Discarica di Farina Trappeto).

Il procedimento penale avviato nel 2010 dalla Procura di Crotona per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà del Gruppo Eni nel 1991, data a partire dalla quale non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti con successiva messa in sicurezza nel 1999-2000, si è concluso con sentenza del GUP del 1° luglio 2020 di proscioglimento nei confronti di tutti gli imputati.

Eni Rewind SpA - Sito di Porto Torres.

Nel 2011, la Procura di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio del direttore di stabilimento Eni Rewind SpA di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Nel 2013 la stessa Procura ha modificato le imputazioni in forma colposa e non dolosa. All'udienza preliminare è stata ammessa la costituzione di parte civile del Ministero dell'ambiente, della regione Sardegna, dell'Ente parco dell'Asinara e del comune di Porto Torres. Sono state citate in giudizio le società Eni Rewind SpA e Versalis SpA, quali responsabili civili; quest'ultima poi è stata estromessa dal giudizio.

Eni Rewind SpA e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.

Nel 2012, il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la regione Sardegna, per oltre 1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla

valutazione equitativa del giudice. Il Tribunale nel luglio 2016 ha assolto Eni Rewind SpA e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali, mentre ha condannato 3 dirigenti Eni Rewind SpA ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale per il periodo agosto 2010/gennaio 2011. La difesa ha presentato appello.

Eni Rewind SpA - Discarica di Minciaredda, Sito di Porto Torres.

Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale, mentre a Eni Rewind SpA è contestata anche la violazione del decreto legislativo n. 231 del 2001. A seguito di rinvio a giudizio degli imputati e della Società, è fissata udienza dinanzi al Tribunale di Sassari il 2 febbraio 2021.

Eni Rewind SpA - Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres (1).

Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche", ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Eni Rewind SpA è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica e l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. Nei confronti di Eni Rewind SpA è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio, ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001.

Eni Rewind SpA - Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres (2).

Nel 2015 la Procura di Sassari ha disposto il sequestro probatorio dei sistemi di contenimento (BULK) delle acque meteoriche dilavanti l'area "palte fosfatiche" e notificato avviso di garanzia per i reati di omessa bonifica e gestione non autorizzata di rifiuti radioattivi. La Procura ha disposto l'interruzione delle operazioni di raccolta, la regimazione e la copertura dell'area. L'istanza presentata per la rimozione dei BULK è stata autorizzata dalla Procura nell'ottobre 2018. Il procedimento è stato riunito a quello descritto sopra.

Eni Rewind SpA - Procedimento amianto Ravenna.

Il procedimento penale ha ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Eni Rewind SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificati a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione risultano 75, per i reati di omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, la CISL e la UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Eni Rewind SpA, chiamata in giudizio quale responsabile civile, ha concluso alcuni accordi transattivi. Il giudizio di primo grado si è concluso con una sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con riferimento a 74 dei 75 casi inizialmente contestati, nonché per l'ipotesi di disastro. La Corte d'appello di Bologna ha confermato il giudizio di primo grado e dichiarato inammissibili i ricorsi delle parti civili.

Raffineria di Gela SpA - Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA - Disastro innominato.

Il procedimento penale a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e di EniMed SpA riguarda i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001. E' in corso il giudizio di primo grado dinanzi al Tribunale di Gela.

Eni SpA - Indagine Val d'Agri.

Nell'ambito di indagini volte ad accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri che, conseguentemente, è stata interrotta. La Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati e la persona giuridica Eni, ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001. Il processo si è aperto nel novembre 2017 ed è in corso.

Eni SpA - Indagine sanitaria attività del COVA.

Nell'ambito di un procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del documento di valutazione dei rischi occupazionali delle attività del Centro olio Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su segnalazione del consulente della Procura, veniva emesso verbale di contravvenzione da parte dell'Ispettorato del lavoro di Potenza nei confronti dei datori di lavoro storici del COVA, per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici. Nell'ottobre 2017 la Società apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato, per le quali indaga la Procura, in fattispecie delittuose di disastro, decesso e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza.

Eni SpA - Procedimento penale Val d'Agri - Spill Serbatoio.

Nel febbraio 2017, i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro olio Val d'Agri, sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite da Eni all'interno del COVA, finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione, hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio, mentre all'esterno del Centro, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio - allo stato, secondo Eni, scongiurato - dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. A seguito di tale evento, è stata aperta un'indagine penale per i reati di inquinamento ambientale, nei confronti dei precedenti responsabili del COVA, degli *Operation manager* in carica dal 2011 e del responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni, ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001, per il medesimo reato. Nell'aprile 2017, Eni ha sospeso l'attività industriale presso il COVA; l'attività petrolifera è stata riavviata nel luglio 2017, con le necessarie autorizzazioni da parte della Regione, una volta completati gli accertamenti e le verifiche che hanno confermato, secondo Eni, l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. La Società ha, peraltro, risarcito il

danno ad alcuni privati proprietari delle aree limitrofe al COVA; con altri ha in corso trattative. Nel settembre 2019 il Pubblico ministero ha disposto la separazione della posizione di un dipendente, sottoposto a misura cautelare, da quella degli altri indagati Eni, con contestuale formazione nei soli suoi confronti di un autonomo fascicolo e ha ottenuto dal GIP l'emissione, nei confronti del medesimo, del decreto di giudizio immediato che è ancora pendente.

Nell'ambito del parallelo procedimento nei confronti dei rimanenti dipendenti e di Eni quale responsabile ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001, nel marzo 2020 la Procura della Repubblica ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari

Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA - Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.

Nel giugno 2018, la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela SpA e di EniMed SpA un procedimento penale per 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*; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al decreto legislativo n. 231 del 2001. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti, ai fini della ricezione in discarica. Il procedimento si è concluso con richiesta di archiviazione nei confronti dell'amministratore delegato della Raffineria di Gela SpA e della medesima società, mentre è stato chiesto il rinvio a giudizio sia per l'Amministratore delegato di Enimed sia per la Società.

Versalis SpA - Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.

Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro preventivo (consentendo la facoltà d'uso degli impianti di Versalis), nell'ambito di una indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento, nonché, ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001, della stessa Versalis e delle altre industrie del Polo industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo. Versalis aveva provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti; il Tribunale del riesame il 26 marzo 2019 ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto.

Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.

Il 5 marzo 2019, durante la fase di scarico di un serbatoio dalla piattaforma a un *supply vessel* si è verificato l'improvviso cedimento di una parte di struttura su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru stessa e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il *supply vessel*, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione, mentre all'interno della cabina di comando si trovava un dipendente Eni, che è deceduto.

In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, in esito ai quali si è proceduto all'iscrizione quali soggetti indagati del responsabile e del delegato sicurezza del distretto al momento del fatto nonché di Eni quale persona giuridica ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001.

Raffineria di Gela SpA ed Eni Rewind SpA - Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.

A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata "Isola 32" all'interno della raffineria di Gela, dove sono ubicate le vecchie e le nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione documentale presso la sede di Eni Rewind SpA di Gela e della Raffineria di Gela che, nel periodo 1 gennaio 2017-20 marzo 2019, hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito. Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici piezometri del sistema di barrieramento idraulico, con contestuale informazione di garanzia nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Eni Rewind SpA. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili, al fine di effettuare analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS. Il procedimento è ancora in corso.

Eni Rewind SpA e Versalis SpA - Mantova - Indagine in materia di reati ambientali.

Si sono concluse con richiesta di rinvio a giudizio le indagini preliminari pendenti presso la Procura della Repubblica di Mantova contro società del Gruppo Eni per reati ambientali relativi al SIN di Mantova; tali indagini hanno dato luogo ai seguenti fascicoli: 1) 778/2018

per il reato di omessa bonifica, per il quali sono indagate ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001 le società Versalis ed Edison, nonché tre dirigenti della stessa Versalis; 2) n. 780/2018 nei confronti di tre dirigenti di Versalis nonché della società stessa ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001, per i reati di inquinamento ambientale e di omessa bonifica; 3) n. 956/2018 per reati in materia ambientale in cui risultano coinvolti dipendenti ed ex dipendenti di Eni Rewind SpA e di Versalis e di Edison. Sono altresì iscritte nel registro delle persone giuridiche indagate Eni Rewind SpA, Versalis SpA ed Edison SpA.

5.2. Procedimenti civili o amministrativi in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore (Pieve Vergonte).

Nel maggio 2003, il Ministero dell'ambiente ha citato in giudizio Syndial SpA, chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale civile di Torino ha condannato Eni Rewind SpA al risarcimento del danno, quantificandolo in 1.833,5 milioni oltre agli interessi legali, dalla data del deposito della sentenza. Eni Rewind SpA ha appellato la predetta sentenza. Nel marzo 2017 la Corte d'Appello ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (art. 18 Legge 349/1986) e ha annullato la precedente condanna di Eni Rewind SpA, e richiesto da parte di Eni Rewind SpA l'esecuzione del Progetto Operativo di Bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa; infine, ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Eni Rewind SpA delle stesse, è stimato in circa 9,5 milioni. Il POB è stato presentato da Eni Rewind SpA, approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione. Nell'aprile 2018 il Ministero dell'ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello. La Società e i suoi dirigenti si sono costituiti presentando ricorso e controricorso.

Eni Rewind SpA - Versalis SpA - Eni SpA (R&M) - Rada di Augusta.

Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'ambiente aveva prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind SpA, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Il Consiglio di Giustizia Amministrativa (CGA) per la Regione Siciliana si è pronunciato sugli appelli avverso le sentenze del TAR e in sostanza ha confermato l'annullamento di tutte le prescrizioni amministrative oggetto del contenzioso. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni. A giugno 2019 presso il Ministero dell'ambiente è stato istituito un tavolo tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta. Eni Rewind si è resa disponibile, con il Ministero dell'ambiente, ad un confronto, con il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati, volto ad individuare eventuali misure opportune sui nuovi dati ambientali acquisiti da CNR/ISPRA nel corso del 2019.

Eni SpA - Eni Rewind SpA - Raffineria di Gela SpA - Ricorso per accertamento tecnico preventivo.

Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind SpA ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo 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 Eni Rewind), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. 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. Nel maggio 2018 è stata

emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, per mancata prova del nesso di causalità tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta.

Eni Rewind SpA - Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).

Dal 2008 è pendente un'azione risarcitoria dianozi al Tribunale di Genova avviata dal Ministero dell'ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio nei riguardi di Eni Rewind SpA per danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa 250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. Nel marzo 2019 il Ministero dell'ambiente ha presentato a Eni Rewind SpA una proposta di chiusura transattiva della causa. La Società ha risposto con una controproposta nel luglio 2019. Sono succeduti alcuni incontri in ottica conciliativa nei quali il CTU e il CTP del Ministero hanno dichiarato la proposta della società in linea con la normativa. Parallelamente, nell'ambito della procedura di infrazione comunitaria sull'area A1, la Società ha avviato volontariamente e su richiesta del Ministero l'iter di VIA postuma. Il 20 aprile 2020 è stato pubblicato il Decreto di compatibilità ambientale con prescrizioni non sostanziali. In data 8 luglio 2020 sul portale del Ministero dell'Ambiente è stata dichiarata conclusa dal Ministro la procedura di infrazione contro l'Italia per la mancata sottoposizione a VIA delle bonifiche nel sito industriale di Cengio.

Eni Rewind SpA e Versalis SpA- Comune di Melilli.

Nel maggio 2014 è stato notificato a Eni Rewind SpA e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli, per asserito danno ambientale connesso ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva. La pretesa ammonta a 500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società che gestisce la discarica. Con sentenza pubblicata nel giugno 2017, il Giudice, in accoglimento delle difese di Eni Rewind SpA e Versalis SpA, ha ritenuto le richieste del Comune inammissibili per carenza di legittimazione attiva e comunque infondate o non provate. Nell'aprile 2018, anche l'appello proposto dal Comune è stato respinto. La Corte di Cassazione con sentenza del 23 ottobre 2020 ha dichiarato inammissibili i ricorsi proposti.

Val d'Agri - Eni/Vibac.

A settembre 2019, è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza da parte di 80 soggetti, residenti in vari Comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio. Al giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al pagamento di tutti i danni, patrimoniali e non, diretti ed indiretti, presenti e futuri nella misura che sarà quantificata in corso di causa. Il giudizio è ancora in corso.

Eni SpA - Climate change.

Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e da un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di alcune controllate e diverse altre compagnie petrolifere, finalizzati al risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico. Detti procedimenti, inizialmente promossi di fronte alle Corti statali, sono stati successivamente presentati alle Corti federali, per asserita carenza di giurisdizione delle Corti statali. Dopo un periodo di sospensione in attesa della decisione sulla competenza giurisdizionale, il 26 maggio 2020 è stato deciso il rinvio dei procedimenti alle Corti statali. Il 9 luglio 2020 Eni Oil & Gas Inc. ha sottoscritto, insieme ad altri convenuti, una *petition for rehearing* per chiedere una revisione della decisione di rinvio. I contenziosi rimarranno sospesi fino alla relativa decisione.

5.3. Procedimenti in materia di responsabilità penale amministrativa di impresa

Algeria.

In ordine a procedimenti penali in Italia e all'estero su presunti pagamenti illeciti relativi a contratti aggiudicati dall'ex controllata Saipem in Algeria, sono stati rinviati a giudizio nel 2015 Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, l'ex *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 ai sensi del d. lgs. n. 231 del 2001, aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Con sentenza del settembre 2018, il Tribunale di Milano ha emesso sentenza di assoluzione per Eni, per l'ex AD e per l'ex *Chief Upstream Officer* della Società relativamente a tutti i capi di imputazione. Anche l'ex CFO di Eni è stato assolto dalle accuse mosse a suo carico in tale ruolo presso Eni. In data 15 gennaio 2020 la Corte d'Appello di Milano ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado nei confronti degli ex *manager* Eni, dichiarando l'appello proposto dal Pubblico ministero inammissibile nei confronti della Società. In data 12 giugno 2020 la Procura Generale ha presentato ricorso per Cassazione per la sola parte della vicenda relativa a Saipem.

In relazione all'indagine in Italia già alla fine del 2012 e di una informativa volontaria di Eni le competenti Autorità americane (Securities and Exchange Commission - SEC e Dipartimento di giustizia - DoJ) avevano avviato indagini sul tema.

Il DoJ ha concluso le proprie indagini, ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento, come comunicato al mercato in data 1° ottobre 2019. Successivamente, Eni, avendo informato nell'aprile 2020 la SEC dell'assoluzione in appello, ha comunque concluso (il 15 gennaio 2020) una transazione con la SEC, che non comporta ammissione di responsabilità, sui profili contabili delle attività algerine della ex controllata di minoranza Eni, Saipem SpA.

L'accordo ha previsto il pagamento di 19,75 milioni di dollari, che rappresenta la parte di competenza Eni, dei benefici fiscali ottenuti da Saipem in relazione ai costi sostenuti dalla stessa Società risultati indeducibili, oltre una somma a titolo di interessi risarcitori pari a 4,75 milioni di dollari .

OPL 245 Nigeria.

È 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. Il procedimento verte su presunte condotte corruttive che si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del *Resolution Agreement* del 29 aprile 2011 relativo alla cd. "*Oil Prospecting Licence*" del giacimento *offshore* individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni ha consegnato la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema.

Il Dipartimento di Giustizia americano ha portato a termine le indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento.

Nel dicembre 2017, sono stati rinviati a giudizio, tra gli altri, l'attuale CEO, l'allora *Chief Development, Operation & Technology Officer*, un altro *top manager* di Eni e l'ex CEO di Eni, oltre che la stessa Eni ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001.

A seguito di varie richieste di costituzione di parte civile, il Tribunale ha ammesso quale parte civile solo la Repubblica Federale della Nigeria.

Il giudizio di primo grado è in corso.

Per quanto riguarda il separato procedimento penale, svoltosi con il rito abbreviato nei confronti di due imputati, terzi rispetto alla società (che secondo l'impostazione accusatoria sarebbero due mediatori), nel settembre 2018 è stata emessa sentenza di condanna alla pena di anni 4 e alla confisca del prezzo del reato pari a 100 milioni di dollari, sentenza appellata dagli imputati.

Il 15 aprile 2019 le consociate nigeriane NAE, NAOC ed AENR hanno ricevuto notifica dell'avvio di un procedimento civile presso le Corti inglesi, per ottenere il risarcimento del danno derivante dalla transazione con la quale la licenza OPL 245 fu assegnata alle medesime società; analoga notifica è stata ricevuta da Eni SpA il 16 maggio 2019. Negli atti introduttivi del giudizio la domanda è quantificata in dollari 1.092 milioni o altro valore che sarà stabilito nel corso del procedimento. La Repubblica Federale della Nigeria pone alla base della propria valutazione una stima di valore dell'*asset* pari a 3,5 miliardi di dollari. La quota di interessenza di Eni è pari al 50 per cento.

In data 22 maggio 2020, il Giudice, accogliendo l'eccezione di Eni, ha declinato la propria giurisdizione sul caso, avendo riscontrato la litispendenza con il procedimento in corso a Milano, secondo i criteri previsti dal Regolamento (EU) n. 1215/2012.

Il 20 gennaio 2020, alla consociata NAE è stato notificato l'avvio di un procedimento penale avanti la *Federal High Court* di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della giustizia in carica nel 2011, all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti, anche di natura corruttiva, compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito, agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo,

previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19.

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., 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 erano state individuate le imprese con cui Eni è entrata in *partnership*. Nel luglio 2017 è stata notificata ad Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001, con riferimento al reato di corruzione internazionale. La Società ha consegnato la documentazione oggetto della richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane per avviare un'informativa volontaria sul tema. A seguito di proroghe delle indagini preliminari, nell'aprile 2018 la Procura di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione e all'allora *Chief Development, Operation & Technology Officer* un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati. Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'*account* di posta elettronica di un dirigente Eni, già direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 e nel maggio e settembre 2019 sono stati notificati a Eni ulteriori provvedimenti di richiesta di documenti ex art. 248 c.p.p. La vicenda è stata portata a conoscenza dell'Autorità giudiziaria e delle competenti autorità americane (SEC e DoJ). Nel settembre 2019 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, per una ipotesi di omessa comunicazione di conflitto di interessi ex art. 2629 bis c.c., in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune società controllate operanti in Africa, fra le quali, in particolare, ad Eni Congo SA, da parte di alcune società facenti capo alla *Petroserve Holding BV* nel periodo 2007-2018. La contestazione del reato si fonda sull'asserita riconducibilità al coniuge del CEO di Eni di una quota della proprietà di tale fornitore per una parte del periodo predetto. Al riguardo, la Società ha osservato che nessuna delle forniture oggetto di indagine è stata oggetto di delibera da parte del Consiglio di amministrazione di Eni SpA. In merito a tale vicenda, il Collegio sindacale, il Comitato

controllo e rischi e l'Organismo di vigilanza hanno richiesto a consulenti, già incaricati nel 2018, approfondimenti ulteriori.

Le indagini preliminari, a seguito di varie proroghe, sono tutt'ora in corso.

5.4. Altri procedimenti penali

Eni SpA (R&M) - Procedimenti penali accise sui carburanti.

È 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. Tale procedimento costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine.

Nel corso del 2019, per il procedimento principale, il GUP del Tribunale di Roma ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati dinanzi al Tribunale monocratico di Roma per i reati in materia di accise, falsità e frode processuale. Il dibattimento è in corso.

Nell'ambito del procedimento stralciato, nel dicembre 2019 il GUP ha emesso sentenza di non luogo a procedere per tutti gli imputati, tra cui gli ex vertici della linea di business *Refining & Marketing*, perché il fatto non sussiste.

Sul versante tributario, nell'ambito del procedimento amministrativo avviato per la riscossione delle imposte asseritamente non versate, nell'aprile 2018 l'Agenzia delle dogane ha liquidato l'accisa relativa al Processo verbale di contestazione in euro 8 milioni, emettendo i relativi avvisi di pagamento nel luglio 2019; le altre imposte connesse sono state rideterminate dall'Agenzia delle entrate in circa euro 6 milioni. Eni ha effettuato i relativi pagamenti.

Eni SpA - Procura della Repubblica di Milano - Proc. Pen. 12333/2017 (cd. Depistaggio).

Nel febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento ad ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno di Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati dirigente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe stata finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria in procedimenti penali che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al Collegio sindacale informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del TUF.

Il Collegio sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni.

Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex art. 248 c.p.p., inerenti l'*audit* interno ed eventuali *audit* esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento.

In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto. Nel maggio e giugno 2019, nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni e a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. Il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento all'art. 25 decies del decreto legislativo n. 231 del 2001 per il reato di cui all'art. 377 bis c.p. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria).

A seguito di *audit* interni, la Società ha denunciato per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS, già licenziato il 28 maggio 2019, ed ha presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni ad Eni. Nel mese di novembre 2019 è stata notificata una richiesta di proroga delle indagini preliminari nei riguardi di Eni. Inoltre, risultano indagati per diverse ipotesi di reato alti dirigenti della società ed un ex dipendente di Eni, licenziato nel 2013. In data 23 gennaio 2020 è stato notificato un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, al *Chief Services & Stakeholder Relations Officer*, al *Senior Vice President Security* e ad un dirigente dell'ufficio legale. Il Collegio sindacale ha affidato, insieme al Comitato controllo e rischi e all'Organismo di vigilanza, agli stessi consulenti già incaricati nel 2018, un nuovo incarico per l'esame della documentazione predetta, al fine di descrivere e riassumere i fatti alla base delle ipotesi di reato contestate, nonché elementi fattuali e condotte da approfondire circa l'esistenza di eventuali criticità sostanziali o possibili carenze del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del modello di organizzazione e di gestione dei rischi ex decreto legislativo n. 231 del 2001.

Eni Spa - Procura della Repubblica di Milano - Abuso di informazioni privilegiate.

Nel marzo 2019 è stata notificata all'ex *Chief Upstream Officer* di Eni una richiesta di proroga di indagini preliminari (precedentemente non note) condotte dalla Procura di Milano, in relazione ad un'ipotesi di violazione dell'art. 184 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria - "TUF"; abuso di informazioni privilegiate) che si presume commessa nel periodo tra il 1° novembre e il 1° dicembre 2016. L'ipotesi non risulta meglio specificata nell'atto notificato.

5.5. Contenziosi fiscali

Contestazione per omesso pagamento ICI/IMU relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.

La Corte di Cassazione, con sentenze del 2016, ha affermato l'assoggettabilità ad ICI/IMU delle piattaforme petrolifere localizzate nel mare territoriale, risolvendo a favore degli enti locali un contenzioso in essere da circa un decennio. Eni, parte in numerosi di questi contenziosi, li ha progressivamente definiti mediante soluzioni transattive. Ad oggi a fronte dei residui contenziosi ancora in essere è accantonato un fondo rischi di 17 milioni. La sentenza della Cassazione era riferita alla legislazione in vigore fino al 2015.

Dal 2016 il quadro normativo è mutato per effetto della legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità 2016) che ha escluso dalla base imponibile dell'IMU gli impianti funzionali al processo produttivo. A seguito di apposito quesito, il Ministero dell'economia e delle finanze - Dipartimento delle finanze ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta. Ciononostante, tre enti locali, cui compete il potere impositivo in materia, hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016 e successive. Nei conseguenti contenziosi ad oggi si registrano due sentenze di primo grado, delle quali una favorevole alla Società e una contraria, e una di secondo grado sfavorevole alla Società. Una delle due sentenze sfavorevoli riguarda un contenzioso con il comune di Ravenna per le annualità 2016 e 2017, relativamente alle quali è stato confermato l'accertamento del Comune stesso per un'imposta complessivamente pari a 19 milioni, oltre alle sanzioni di legge. Sulla base della risoluzione del Dipartimento delle Finanze citata, Eni ritiene che la previsione della legge citata escluda, a far data dal 2016, l'imponibilità ai fini IMU delle

piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale; per questa ragione, la Società intende dar seguito al contenzioso in atto e, conseguentemente non ha effettuato accantonamenti al fondo rischi.

Il decreto-legge 26 ottobre 2019, n.124, convertito, con modificazioni, dalla legge 19 dicembre 2019 n. 157 (cd. Decreto fiscale) ha istituito, a decorrere dall'anno 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPi) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria sugli stessi manufatti.

5.6. Contenziosi definiti

Eni SpA - Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia in A.S.").

Nel gennaio 2013 Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale per la fornitura di *jet fuel*. La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del giugno 2006 dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato ("AGCM"), secondo cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del *jet fuel* e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. A seguito di articolate trattative, nel giugno 2019 la causa è stata risolta transattivamente tra tutte le parti coinvolte. Il relativo ammontare ha trovato copertura nei fondi stanziati da Eni in bilancio. Il giudizio innanzi al Tribunale di Milano si è formalmente estinto nel settembre 2019.

Arbitrato Eni/GasTerra.

Nel 2013 Eni ha avviato un arbitrato nei confronti di GasTerra, in base ad un contratto di fornitura gas stipulato nel 1986, per una revisione del prezzo applicato alle predetta fornitura nel periodo 2012-2015, concordando altresì con la stessa GasTerra l'applicazione di un corrispettivo provvisorio fino alla definizione di un nuovo prezzo contrattuale per accordo o per lodo arbitrale. Il lodo arbitrale non ha accolto la domanda di Eni, senza

tuttavia determinare il nuovo prezzo applicabile al contratto nel periodo di riferimento. GasTerra, ritenendo che il lodo arbitrale abbia ripristinato l'originario prezzo contrattuale, ha chiesto ad Eni il pagamento di una somma che rappresenta la differenza tra il prezzo contrattuale e il prezzo provvisorio. In relazione a ciò, ha avviato una procedura arbitrale ed ha ottenuto dal giudice olandese un provvedimento cautelare di sequestro provvisorio, in particolare, della partecipazione in Eni *International BV* detenuta da Eni a fronte di un asserito credito di 1,01 miliardi. Al fine di ottenere il dissequestro delle azioni di Eni *International BV*, Eni ha offerto a GasTerra, che ha accettato, una garanzia bancaria pari all'importo richiesto (che rimane in vigore fino al lodo che deciderà sul merito). In data 8 luglio 2019 il Tribunale ha emesso un lodo a conclusione della prima fase del procedimento, con il quale ha deciso, in particolare, che il prezzo provvisorio di cui sopra ha continuato ad applicarsi nel periodo 2012-2015, e che, quindi, le fatture emesse da GasTerra in seguito all'emissione del lodo del 2016 non sono valide. Il Tribunale ha rimandato alla seconda fase del procedimento arbitrale la decisione sulla quantificazione delle richieste di risarcimento danni avanzate da Eni nei confronti di GasTerra. In data 24 luglio 2019, su richiesta di Eni e con il consenso di GasTerra, la garanzia bancaria di 1,01 miliardi è stata estinta. GasTerra si è riservata ogni azione a tutela delle proprie ragioni.

6. I RISULTATI DELLA GESTIONE

6.1. Sintesi dei risultati del Gruppo nell'esercizio 2019

Nel 2019 l'utile netto di competenza è stato di 148 mln, in netta flessione rispetto al risultato di 4,13 mld del 2018. Anche la gestione industriale (*utile operativo*) è in diminuzione e ammonta a 6,43 mld rispetto al 2018 con 9,98 mld.

Escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto le poste straordinarie e il relativo effetto fiscale, l'utile operativo *adjusted* consolidato, pari a 8.597 mln, è diminuito del 24 per cento (11.240 mln nel 2018): tale andamento è effetto della flessione generalizzata dei prezzi di realizzo e dei margini in tutti i settori di *business*, con un impatto in termini di minore EBIT stimato in -2,5 miliardi, dovuto principalmente al crollo dei prezzi del gas *upstream* in tutte le aree geografiche, con particolare enfasi per il riferimento delle vendite in Europa (PSV Italia -34 per cento), nonché dei margini del GNL. La *performance* operativa ha risentito di alcuni eventi (quali l'incidente occorso a gennaio all'*hub* di Priolo, tornato in piena operatività solo a fine luglio) e di fermate non programmate o indisponibilità d'impianti (Goliat in Norvegia, la raffineria di Bayernoil, i *cracker* di Porto Marghera e di Dunkerque). Tali fattori negativi sono stati in parte attenuati dalla crescita della produzione di idrocarburi che ha raggiunto il *plateau* di 1,87 mln di boe/giorno, dalla tenuta dei *business retail* (*Gas & Power* e vendite carburanti rete ed extrarete).

L'utile operativo *adjusted* nei diversi settori di attività fa registrare una *performance* positiva nel *Gas & Power* (+111 mln sul 2018), mentre mostra una diminuzione negli altri settori (-2.210 mln nell'*Exploration & Production*; -428 mln nel *Refining & Marketing* e Chimica; -18 mln nel settore *Corporate* e altre attività), mentre l'effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato registra una variazione negativa per 99 mln.

La diminuzione dell'utile netto *adjusted* di competenza degli azionisti Eni (2,88 mld nel 2019, rispetto ai 4,58 mld dell'esercizio precedente) è dovuto alla flessione della *performance* operativa, parzialmente compensata dal miglioramento della gestione finanziaria (+135 mln); essa riflette la circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo.

Il flusso di cassa netto da attività operativa (*cash flow*) ammonta a 12,39 mld, in diminuzione, rispetto ai 13,65 mld del 2018, del 9 per cento e comprende dividendi di 1.346 mln incassati

dalle *joint venture*, collegate e altre partecipazioni minoritarie integrate nella strategia e nei piani di sviluppo di Eni. L'ammontare principale riguarda la *joint venture* Vår Energi con 1.057 mln. Il *factoring* di crediti commerciali con scadenza successiva alla data di *reporting* è invariato rispetto al 2018 (1.782 mln).

A fine esercizio 2019, il rapporto tra indebitamento e mezzi propri (*leverage*) si attesta a 0,24, in aumento rispetto allo 0,16 del 2018.

In particolare, sotto il profilo operativo, nell'esercizio 2019, la produzione di idrocarburi è stata di 1,87 mln di boe/giorno, in crescita del 1 per cento rispetto al 2018; le riserve certe di idrocarburi a fine anno si attestano a 7.268 mln di boe (7.153 mln di boe nel 2018), con un tasso di rimpiazzo organico del 92 per cento (100 per cento nel 2018).

Come per gli anni precedenti, il principale *driver* di crescita e di generazione di cassa dell'*Exploration & Production* (E&P) è stato il settore dell'esplorazione, anche attraverso la strategia "*dual exploration model*", che prevede l'ingresso negli *asset* esplorativi con elevati *working interest*, per monetizzare celermente le risorse attraverso la diluizione della partecipazione, mantenendo l'*operatorship* delle iniziative.

Un ulteriore *driver* di crescita è rappresentato dal rafforzamento del portafoglio di *business*, diversificando la presenza geografica con un migliore bilanciamento lungo la catena del valore, grazie all'espansione in Medio Oriente (sia nell'*upstream*, sia con l'acquisizione del 20 per cento in ADNOC *Refining*), alla crescita in Egitto e Indonesia e all'ingresso in Messico, allo sviluppo su scala globale del business del GNL (sfruttando l'integrazione *upstream-G&P*), nonché al potenziamento della piattaforma produttiva in Norvegia con l'operazione Vår Energi e il successivo acquisto da parte di questa società degli *asset* ExxonMobil.

6.2. Risultati del primo semestre 2020 e impatto della pandemia COVID-19

Gli eventi connessi alla pandemia COVID-19 a partire da febbraio 2020, con il conseguente *lockdown* delle economie mondiali e le pesanti limitazioni agli spostamenti delle persone, hanno determinato il crollo della domanda degli idrocarburi in un quadro di *oversupply* strutturale del mercato petrolifero, comportando una riduzione senza precedenti dei prezzi degli idrocarburi. Nel primo semestre 2020, il prezzo del petrolio di riferimento Brent si è ridotto in media del 40 per cento rispetto al primo semestre 2019, mentre i prezzi del gas naturale hanno registrato una flessione media del 50 per cento; a ciò si sono aggiunte minori

vendite di energia, carburanti e prodotti chimici, nonché le minori disponibilità da produzione per effetto del prolungamento in risposta all'emergenza sanitaria. Questi sviluppi, di seguito accennati, hanno avuto riflessi negativi sui risultati operativi e sul *cash flow* dell'Eni e saranno oggetto di analisi nella prossima relazione.

Il 30 luglio 2020 Eni ha comunicato i risultati del primo semestre 2020, che hanno risentito della forte volatilità registrata dal prezzo del petrolio nella prima metà dell'anno e della riduzione della domanda, conseguenza del *lockdown* deciso per arginare la pandemia da COVID-19.

Nel periodo in esame i ricavi della gestione caratteristica sono stati pari a 22,03 miliardi, in contrazione del 40 per cento rispetto ai 36,98 miliardi, ottenuti nella prima metà del 2019. La produzione di idrocarburi è scesa a 1,74 mln di boe/giorno (-5,1 per cento). Eni ha chiuso il semestre con un utile operativo *adjusted* di 873 mln di euro, in forte contrazione rispetto ai 4,63 miliardi ottenuti nella prima metà del 2019.

Il risultato netto *adjusted* è stato negativo per 655 mln di euro, a fronte dell'utile di 1,55 miliardi nei primi sei mesi del 2019. Il risultato netto è stato negativo per 7,34 miliardi di euro, in seguito a svalutazioni di attività non correnti di 3,4 miliardi (di cui 2,8 miliardi rilevate nel secondo trimestre), riferite principalmente a asset *oil&gas* e impianti di raffinazione, in funzione della revisione dello scenario dei prezzi/margini degli idrocarburi per un valore complessivo *post-tax* di 3,6 miliardi di euro, comprensivo di svalutazioni di crediti d'imposta (3,5 miliardi rilevati nel secondo trimestre). L'adeguamento del valore contabile del magazzino ai prezzi correnti ha inciso per 1 miliardo.

Nel primo semestre 2020 Eni ha registrato una generazione di cassa operativa pari a 2,38 miliardi di euro, in contrazione del 64 per cento rispetto alla prima metà del 2019, a causa del deterioramento dello scenario e della circostanza che il flusso di cassa netto da attività operativa del semestre 2019 comprendeva maggiori dividendi pagati dalla *joint venture* Vår Energi.

In conseguenza del mutato scenario è stata aggiornata la strategia di Eni nel breve e medio termine, al fine di fronteggiare gli effetti della pandemia sul settore energetico in termini di elevata volatilità dei mercati e contrazione dei prezzi delle *commodity*. In particolare, nel 2020 è prevista un'ottimizzazione degli investimenti per 2,6 miliardi di euro e dei costi per 1,4 miliardi di euro. Allo scenario 2020 di 40 dollari/barile è previsto un flusso di cassa ante variazioni del *working capital adjusted* di 6,5 miliardi di euro, in grado di finanziare i *capex*

previsti per l'intero esercizio. Per il 2021 è stimata una riduzione dei costi pari a 1,4 miliardi di euro e degli investimenti pari a 2,4 miliardi di euro.

Rileva la Società come, nonostante gli effetti della crisi, i *business* del gas, del *retail* e della bio-raffinazione abbiano dimostrato una grande robustezza, facendo registrare risultati migliori di quelli 2019 e trainando i risultati consolidati al di sopra delle aspettative di mercato. Ciò ha consentito di mantenere una generazione di cassa superiore all'esborso per investimenti e di non intaccare la riserva di liquidità di circa 18 miliardi al 30 giugno 2020.

7. BILANCIO DI ESERCIZIO DI ENI S.P.A.

7.1. Contenuto e forma del bilancio di esercizio

Il bilancio di esercizio 2019 della Società - redatto (come quello consolidato) secondo gli *International Financial Reporting Standards* ("IFRS") emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606 del 2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del d.lgs. n. 38 del 2005 - è stato approvato dall'Assemblea ordinaria del 13 maggio 2020.

Il bilancio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto - ove appropriato - delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.

L'elaborato è corredato: della relazione del Collegio sindacale all'Assemblea degli azionisti; dell'attestazione dell'Amministratore delegato e del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A.; della relazione della Società di revisione; della deliberazione di approvazione dell'Assemblea degli azionisti.

L'informativa prevista nella relazione sulla gestione è fornita in un unico documento che include sia il bilancio consolidato che di esercizio, fornendo specifica evidenza, anche tramite l'utilizzo di schemi di bilancio riclassificati, dei valori economici, patrimoniali e di flusso di Eni SpA.

7.2. Modifiche dei criteri contabili

Il bilancio consolidato 2019 e gli schemi riclassificati di conto economico, stato patrimoniale e rendiconto finanziario sono stati redatti incorporando gli effetti del nuovo principio contabile IFRS 16 "*Leasing*" (di seguito IFRS 16), entrato in vigore a inizio anno, che definisce un modello unico di rilevazione dei contratti di *leasing*, eliminando la distinzione tra *leasing* operativi e finanziari. L'adozione del nuovo principio ha determinato impatti rilevanti su tutte le principali metriche del bilancio Eni, in particolare sul livello di indebitamento finanziario netto. L'IFRS 16, omologato con il Regolamento UE n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017, è stato applicato a partire dal 1° gennaio 2019; ciò ha determinato la possibilità, prevista dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel

patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il *restatement* degli esercizi precedenti posti a confronto. L'adozione dell'IFRS 16 ha comportato la rilevazione di *lease liability* per 2.077 mln e di *right-of-use asset*, al netto dei fondi associati rilevati al 31 dicembre 2018 nei contratti onerosi, per 1.648 mln.

7.3. Lo stato patrimoniale

7.3.1. L'attivo dello stato patrimoniale

La seguente tabella, ripresa dall'elaborato contabile della Società, espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2019 posti a raffronto con quelli dell'anno precedente, con le relative variazioni percentuali.

Tabella 15 - Stato patrimoniale - attivo

	31.12.2019	31.12.2018	Var. %
ATTIVITA'			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	4.752.470.760	9.654.468.868	(50,77)
Altre attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	6.229.958.835	6.100.426.641	2,12
Altre attività finanziarie correnti	4.692.864.012	2.688.524.711	74,55
Crediti commerciali e altri crediti	4.980.639.428	5.573.774.237	(10,64)
Rimanenze	1.663.573.673	1.324.128.339	25,64
Attività per imposte sul reddito	63.343.576	65.760.321	(3,68)
Altre attività	1.532.342.642	1.216.634.786	25,95
	23.915.192.926	26.623.717.903	(10,17)
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	7.482.764.775	7.578.619.152	(1,26)
Diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	2.027.023.519	0	-
Attività immateriali	157.547.351	180.491.241	(12,71)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.413.226.422	1.200.236.229	17,75
Partecipazioni	42.534.715.849	41.914.073.644	1,48
Altre attività finanziarie	4.168.637.337	1.974.727.001	111,10
Attività per imposte anticipate	993.402.181	1.168.817.273	(15,01)
Attività per imposte sul reddito	79.752.834	78.314.917	1,84
Altre attività	521.877.781	487.107.148	7,14
	59.378.948.049	54.582.386.605	8,79
Attività destinate alla vendita	1.588.442	1.474.116	7,76
TOTALE ATTIVITA'	83.295.729.417	81.207.578.624	2,57

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel far rinvio ai dati contenuti nel bilancio d'esercizio ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative poste dello stato patrimoniale, evidenziate nella tabella.

ATTIVITÀ CORRENTI

Altre attività finanziarie destinate al trading

Le altre attività finanziarie destinate al *trading*, pari a 6.230 mln, in aumento di 130 mln rispetto al 2018, sono relative a titoli non strumentali all'attività operativa. L'operatività nelle predette attività è connessa alla costituzione e al mantenimento di una riserva di liquidità, come indicato nel Piano Finanziario Eni.

Altre attività finanziarie correnti

Le altre attività finanziarie correnti accolgono i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 142 mln e i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa per 4.551 mln. Questi ultimi riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni *Finance International SA* (2.278 mln), Versalis SpA (860 mln), Eni *Trading & Shipping SpA* (280 mln), Raffineria di Gela SpA (296 mln) ed Eni *Mediterranea Idrocarburi SpA* (200 mln).

Crediti commerciali ed altri crediti

Di seguito è esposto il dettaglio della voce per complessivi 4.981 mln.

Tabella 16 - Crediti commerciali e altri crediti

	<i>(milioni di euro)</i>	
	31.12.2019	31.12.2018
Crediti commerciali	4.432	4.928
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	177	160
Anticipi al personale	38	31
Acconti per servizi e forniture	23	14
Crediti per attività di disinvestimento	1	2
Crediti verso altri	310	439
TOTALE	4.981	5.574

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

I crediti commerciali (4.432 mln) riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. Tali crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 311 mln (287 mln al 31 dicembre 2018).

Al 31 dicembre 2019 sono state poste in essere operazioni di cessione *pro-soluto* di crediti commerciali con scadenza 2020 per 615 mln (579 mln nel 2018 con scadenza 2019). Le cessioni

riguardano crediti commerciali relativi a *Gas & Power* (334 mln) e *Refining & Marketing* (281mln).

Attività per imposte sul reddito

La posta, di 64 mln (66 mln nel 2018), diminuisce di 2 mln rispetto al 2018, a seguito del decremento dell'Ires per 1 mln e dei crediti per istanze di rimborso per 2 mln, solo parzialmente controbilanciati dall'aumento dell'Irap per 1 mln.

Altre attività

Le attività relative ad altre imposte ammontano a 278 mln e aumentano di 74 mln rispetto al 2018, per effetto, principalmente della crescita dell'Iva da 93 mln a 174 mln.

Alla restante quota parte delle medesime attività (1.254 mln), in aumento rispetto all'anno precedente, sono riconducibili: il *fair value* su strumenti finanziari derivati (1.036 mln) e altre attività (218 mln), concernenti, per la gran parte, gli anticipi relativi alla capacità di trasporto pluriennale di cui Eni è titolare in corrispondenza dei punti di interconnessione con gasdotti esteri il cui utilizzo è differibile nel tempo (204 mln).

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari, pari a 7.483 mln riguardano essenzialmente pozzi, impianti e macchinari E&P per 2.681 mln (2.582 mln nel 2018), altri impianti e macchinari per 1.392 mln (1.659 mln nel 2018) e altre immobilizzazioni in corso e acconti per 1.132 mln (1.223 mln nel 2018).

Tale posta diminuisce di 96 mln per effetto, essenzialmente, delle svalutazioni nette (1.057 mln) e degli ammortamenti (793 mln), solo parzialmente compensati dagli investimenti (1.109 mln) e dalle altre variazioni e differenze cambio da conversione (631). Gli investimenti di 1.109 mln riguardano essenzialmente: la *Refining & Marketing* (636 mln), la *Exploration & Production* (448 mln), la *Corporate* (25 mln) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Nel 2019 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a 1.057 mln, che hanno riguardato principalmente *Refining & Marketing* ed *Exploration & Production*. In particolare: (i) le svalutazioni rilevate nella *Refining & Marketing* di 787 mln riguardano

principalmente la svalutazione della raffineria di Sannazzaro e gli investimenti di periodo relativi a CGU, interamente svalutati in precedenti *reporting period*; (ii) le svalutazioni rilevate nella *Exploration & Production* di 270 mln riguardano le svalutazioni relative ad alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'*off-shore* adriatico dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi della *commodity* gas naturale. Le svalutazioni nette dei diritti di utilizzo beni in *leasing* (86 mln) hanno riguardato principalmente la *Gas & Power* in relazione ai contratti di *tolling*.

Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

L'importo della relativa posta, di 1.413 mln (1.200 mln nel 2018), ricomprende 3,20 mln di tonnellate di greggi e di prodotti petroliferi¹⁵. Le scorte d'obbligo aumentano di 213 mln per effetto principalmente dell'andamento della dinamica dei prezzi.

Attività immateriali

Ammontano, al 31 dicembre 2019, a 158 mln e diminuiscono di 22 mln rispetto al 2018.

In particolare, le concessioni, licenze, marchi e diritti simili, pari a 16 mln e riguardanti essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti, diminuiscono di 1 mln, mentre i diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno, pari a 85 mln, riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di *software* a supporto delle aree di *business* e di *staff* e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria, diminuiscono di 15 mln rispetto al 2018.

Partecipazioni

Di seguito vengono esposte le partecipazioni, ammontanti, al 31 dicembre 2019, a 42.535 mln, messe a raffronto con quelle al 31 dicembre 2018 pari a 41.914 mln.

¹⁵ In relazione alle indicazioni del D.L. n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello sviluppo economico.

Tabella 17 - Partecipazioni

	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale
<i>(milioni di euro)</i>				
31.12.2019				
Valore iniziale	40.348	1.548	18	41.914
Modifiche dei criteri contabili (IFRS 9)				
Valore iniziale netto riesposto	40.348	1.548	18	41.914
Interventi sul capitale e acquisizioni	1.711			1.711
Cessioni e conferimenti	(204)			(204)
Rettifiche di valore	(875)	(8)		(883)
Altre variazioni	(3)			(3)
Valore finale	40.977	1.540	18	42.535
Valore finale lordo	62.663	1.655	18	64.336
Fondo svalutazione	21.686	115		21.801
31.12.2018				
Valore iniziale	40.762	1.563	12	42.337
Modifiche dei criteri contabili (IFRS 9)			20	
Valore iniziale netto riesposto*	40.762	1.563	32	42.357
Interventi sul capitale e acquisizioni	728			728
Cessioni e conferimenti	0	0	0	0
Rettifiche di valore	(1.142)	(15)	(4)	(1.161)
Altre variazioni			(10)	(10)
Valore finale	40.348	1.548	18	41.914
Valore finale lordo	61.213	1.655	18	62.886
Fondo svalutazione	20.865	107	0	20.972

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Le partecipazioni sono aumentate, nel 2019, di 621 mln; nella tabella che segue sono riportate le variazioni intervenute nell'esercizio 2019.

Tabella 18 - Variazioni partecipazioni

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2018		41.914
<i>Incremento per:</i>		
Interventi sul capitale		
Eni International BV		1.573
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)		202
Raffineria di Gela SpA		80
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		80
Eni Mozambico SpA		12
Servizi Aerei SpA		8
Agenzia Giornalistica Italia SpA		7
		1.962
Rami d'azienda		
Petroven Srl		12
		12
Riprese di valore		
Eni Angola SpA		414
Eni New Energy SpA		4
Servizi Aerei SpA		1
		419
Altri incrementi		
Versalis SpA		1
		1
<i>Decremento per:</i>		
Liquidazione		
Eni Adfin SpA (in liquidazione)		(204)
		(204)
Rimborsi di capitale		
Floaters SpA		(9)
Eni Finance International SA		(242)
		(251)
Cessione		
Petroven Srl		(12)
		(12)
Svalutazioni		
Versalis SpA		(551)
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)		(426)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		(118)
Raffineria di Gela SpA		(76)
Eni Petroleum Co Inc		(63)
LNG Shipping SpA		(17)
EniProgetti SpA		(17)
Eni Mozambico SpA		(13)
Unión Fenosa Gas SA		(8)
Agenzia Giornalistica Italia SpA		(7)
Floaters SpA		(3)
Società Petrolifera Italiana SpA		(3)
		(1.302)
Altre variazioni		
Raffineria di Gela SpA		(4)
Partecipazioni al 31 dicembre 2019		42.535

Fonte: dati Eni

Altre attività finanziarie

Ammontano a 4.169 mln (1.975 mln nel 2018) e sono, per la gran parte, riconducibili a crediti finanziari strumentali all'attività operativa, per 4.149 mln (1.955 mln nel 2018) e riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine concessi alle società del Gruppo, in particolare verso Eni *Finance International* SA (4.006 mln) ed Eni gas e luce SpA (123 mln).

Attività per imposte anticipate

La posta ammonta a 993 mln (1.169 mln nel 2018) e riguarda, per la massima parte, imposte sul reddito anticipate (Ires) per 857 mln (1.129 mln nel 2018).

7.3.2. Il passivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2019, riportati nell'elaborato contabile predisposto dalla Società, posti a confronto con l'esercizio precedente e le relative variazioni percentuali.

Tabella 19 - Stato patrimoniale - passivo

	31.12.2019	31.12.2018	Var. %
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	4.621.894.240	4.434.682.785	4,22
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.080.748.473	3.178.407.868	(3,07)
Quote a breve di passività finanziarie per beni in <i>leasing</i>	337.189.259	0	-
Debiti commerciali e altri debiti	5.544.690.061	5.631.752.561	(1,55)
Passività per imposte sul reddito correnti	2.746.560	1.556.602	76,45
Altre passività	3.065.257.148	2.235.585.039	37,11
	16.652.525.741	15.481.984.855	7,56
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	17.240.044.117	18.069.732.686	(4,59)
Passività per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	2.319.525.918	0	-
Fondi per rischi e oneri	4.308.691.031	3.860.607.419	11,61
Fondi per benefici ai dipendenti	376.267.163	370.072.343	1,67
Passività per imposte sul reddito	15.455.000	22.829.000	(32,30)
Altre passività non correnti	747.701.416	787.051.322	(5,00)
	25.007.684.645	23.110.292.770	8,21
TOTALE PASSIVITA'	41.660.210.386	38.592.277.625	7,95
PATRIMONIO NETTO			
Capitale sociale	4.005.358.876	4.005.358.876	0,00
Riserva legale	959.102.123	959.102.123	0,00
Altre riserve	36.216.209.281	36.570.923.909	(0,97)
Acconto sul dividendo	(1.541.829.734)	(1.512.478.856)	(1,94)
Azioni proprie	(981.047.639)	(581.047.644)	68,84
Utile netto dell'esercizio	2.977.726.124	3.173.442.591	(6,17)
TOTALE PATRIMONIO NETTO	41.635.519.031	42.615.300.999	(2,30)
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	83.295.729.417	81.207.578.624	2,57

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel far rinvio ai dati contenuti nell'elaborato contabile della Società ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative poste del passivo dello stato patrimoniale.

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 4.622 mln (4.435 mln al 31 dicembre 2018) sono aumentate di 187 mln.

Debiti commerciali ed altri debiti

Vengono specificati nella tabella che segue:

Tabella 20 - Debiti commerciali e altri debiti*(milioni di euro)*

	31.12.2019	31.12.2018
Debiti commerciali	4.710	4.972
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	50	39
Debiti per attività di investimento	204	181
Debiti verso altri	581	440
TOTALE	5.545	5.632

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

I debiti commerciali, pari a 4.710 mln, riguardano principalmente debiti verso fornitori (1.878 mln), debiti verso imprese controllate (2.772 mln) e debiti verso imprese collegate, *joint venture* e altre di Gruppo (60 mln). I debiti verso altri, pari a 581 mln, riguardano: i debiti verso le società controllate per IVA di Gruppo (200 mln); i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (187 mln); i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (20 mln) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

Altre passività correnti

Il totale delle altre passività (3.065 mln) include altre passività correnti per 2.217 mln, il cui dettaglio viene esposto nella tabella seguente.

Tabella 21 - Altre passività correnti*(milioni di euro)*

	31.12.2019	31.12.2018
	Correnti	Correnti
<i>Fair value</i> su strumenti finanziari derivati	1.486	763
Passività da contratti con clientela	432	389
Altre passività	299	296
TOTALE	2.217	1.448

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Il *fair value* degli strumenti finanziari derivati, pari a 1.486 mln (763 mln nel 2018), riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione

netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente *Engie SA* (ex Suez), a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per 64 mln e 455 mln (66 mln e 518 mln nel 2018); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione (182 mln).

L'importo più significativo delle altre passività correnti è da ascrivere agli anticipi a breve termine che la *joint operation* Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla raffineria di Taranto per 252 mln.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

Passività finanziarie a breve, a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Se ne espone il dettaglio nella tabella che segue.

Tabella 22 - Passività finanziarie a breve, a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

(milioni di euro)

	31.12.2019				31.12.2018			
	Passività finanziarie a breve	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo	Totale	Passività finanziarie a breve	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo	Totale
Banche	167	460	2.327	2.954	139	678	2.660	3.477
Obbligazioni ordinarie		2.620	13.801	16.421	0	2.493	14.514	17.007
Obbligazioni convertibili			393	393	0	0	390	390
Altre	4.455	1	719	5.175	4.296	7	506	4.809
TOTALE	4.622	3.081	17.240	24.943	4.435	3.178	18.070	25.683

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

I debiti verso banche di 2.954 mln, derivanti da finanziamenti (3.477 mln nel 2018), sono diminuiti di 523 mln. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2019, è del 2,02 per cento per quelle denominate in euro (2,29 per cento al 31 dicembre 2018) e 4,60 per cento per quelle denominate in dollari (4,79 per cento al 31 dicembre 2018).

Al 31 dicembre 2019, Eni dispone di linee di credito a breve termine *uncommitted* non utilizzate per 13.168 mln (12.355 mln al 31 dicembre 2018). Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 4.667 mln (5.212 mln al 31 dicembre 2018).

Tabella 23 - Prestiti obbligazionari

(milioni di euro)

	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso per cento
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes*	1.200	16	1.216	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	38	1.038	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	28	1.028	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	20	1.020	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	8	1.008	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	900	(4)	896	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	2	802	EUR	2021	2,625
- Euro Medium Term Notes	800	(1)	799	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	9	759	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	5	755	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	700	2	702	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	650	3	653	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(4)	596	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes	750	(4)	746	EUR	2034	1,000
- Bond US	890	4	894	USD	2023	4,000
- Bond US	890	2	892	USD	2028	4,750
- Bond US	401	4	405	USD	2020	4,150
- Bond US	312	1	313	USD	2040	5,700
- Bond US	890	(1)	889	USD	2029	4,250
	16.283	138	16.421			
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile equity linked	400	(7)	390	EUR	2022	

* Euro MTN Programme è uno strumento finalizzato all'emissione di prestiti obbligazionari. Nell'ambito del progetto potrebbe essere prevista l'emissione di un buono obbligazionario per finanziare investimenti dell'Ente. Lo strumento dell'EMTN è costituito da una serie di documenti contrattuali che definiscono il quadro normativo-regolamentare per ciascuna successiva emissione di titoli che vorrà essere realizzata a valere sullo stesso.

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto di 4.603 mln è dovuto essenzialmente: (i) al flusso del capitale proprio (3.418 mln), in particolare per il pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2018 di 0,41 euro per azione (1.476 mln), per il pagamento dell'acconto

sul dividendo dell'esercizio 2019 di 0,43 euro per azione (1.542 mln) e per l'acquisto di azioni proprie (400 mln); (ii) all'applicazione dell'IFRS16 (2.657 mln); (iii) agli investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa (2.134 mln); (iv) agli investimenti in partecipazioni, per effetto degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (1.962 mln); (v) agli investimenti tecnici (1.136 mln). Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (6.465 mln), in particolare per i dividendi incassati da società controllate; (ii) dalle dismissioni di *asset* (529 mln) in particolare per il rimborso del capitale di Eni *Finance International SA* (298 mln) e per la liquidazione di Eni Adfin SpA - in liquidazione (202 mln).

Tabella 24 - Indebitamento finanziario netto

milioni di euro)

	31.12.2019			31.12.2018		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	4.752		4.752	9.654		9.654
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.230		6.230	6.100		6.100
C. Liquidità (A+B)	10.982		10.982	15.754		15.754
D. Crediti finanziari	4.551		4.551	2.465		2.465
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	167		167	139		139
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	460	2.327	2.787	678	2.660	3.338
G. Prestiti obbligazionari	2.620	14.194	16.814	2.493	14.904	17.397
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	4.413		4.413	4.234		4.234
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	1	719	720		506	506
L. Altre passività finanziarie	42		42	69		69
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	7.703	17.240	24.943	7.613	18.070	25.683
N. Indebitamento finanziario netto senza passività per <i>leasing</i> (M-D-C)	(7.830)	17.240	9.410	(10.606)	18.070	7.464
O. Passività per beni in <i>leasing</i>	176	776	952			
P. Passività per beni in <i>leasing</i> verso entità correlate	161	1.544	1.705			
Q. Passività per <i>leasing</i> (O+P)	337	2.320	2.657			
R. Indebitamento finanziario lordo con passività per <i>leasing</i> (M+Q)	8.040	19.560	27.600	7.613	18.070	25.683
S. Indebitamento finanziario netto con passività per <i>leasing</i> (R-D-C)	(7.493)	19.560	12.067	(10.606)	18.070	7.464

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Fondi per rischi ed oneri

La posta, di 4.309 mln (3.860 mln nel 2018), si riferisce principalmente al fondo smantellamento e ripristino siti e *social project* (2.547 mln), relativi ai costi che la Società presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti, oltre che al fondo rischi e oneri ambientali (743 mln) e al fondo oneri per contratti onerosi (133 mln), concernenti quei contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Fondi per benefici ai dipendenti

Al 31 dicembre 2019 ammontano a 376 mln (370 mln nel 2018) ed afferiscono, principalmente, al trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato (167 mln).

Altre passività non correnti

Se ne espone il dettaglio nella tabella seguente.

Tabella 25 - Altre passività non correnti

(milioni di euro)

	31.12.2019	31.12.2018
	Non correnti	Non correnti
<i>Fair value</i> su strumenti finanziari derivati	177	160
Passività da contratti con clientela	455	518
Altre passività	116	109
TOTALE	748	787

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Tale posta si riduce passando da 787 mln del 2018 a 748 mln del 2019 in conseguenza, principalmente, della diminuzione delle passività da contratti con la clientela (-63 mln) e delle altre imposte e tasse (-20 mln).

PATRIMONIO NETTO

La tabella che segue espone il dettaglio della composizione del patrimonio netto nell'esercizio in esame.

Tabella 26 - Patrimonio netto*(milioni di euro)*

	31.12.2019	31.12.2018	Var. %
Capitale sociale	4.005	4.005	0,00
Riserva legale	959	959	0,00
Azioni proprie acquistate	(981)	(581)	(68,85)
Riserva azioni proprie in portafoglio	981	581	68,85
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368	0,00
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	9.927	9.927	0,00
- Legge n. 576/1975	1	1	0,00
- Legge n. 72/1983	3	3	0,00
- Legge n. 408/1990	2	2	0,00
- Legge n. 413/1991	39	39	0,00
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839	0,00
- Legge n. 448/2001	43	43	0,00
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	378	0,00
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63	0,00
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(484)	61	(893,44)
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(4)	(4)	0,00
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(50)	(38)	(31,58)
Riserva IFRS 10 e 11	311	308	0,97
Altre riserve di utili non disponibili:	9	9	0,00
Riserva art. 6, comma 2 d.lgs. 38/2005	9	9	0,00
Altre riserve di utili disponibili:	25.086	25.287	(0,79)
Riserva disponibile	23.930	24.140	(0,87)
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412	0,00
Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	74	0,00
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19	0,00
Riserva da avanzo di fusione	636	636	0,00
Riserva art.13 d.lgs. n. 124/1993	1	1	0,00
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	14	5	180,00
Acconto sui dividendi	(1.542)	(1.513)	(1,92)
Utile dell'esercizio	2.978	3.173	(6,15)
	41.636	42.615	(2,30)

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Tra le componenti più significative del patrimonio netto si possono evidenziare le seguenti:

- “Capitale sociale”

Sulla composizione del capitale sociale al 31 dicembre 2019, si rinvia a quanto già rappresentato nel primo capitolo del presente referto.

- “Riserva legale”

La riserva legale, di 959 mln, comprende l'importo di 132 mln determinato dalla conversione in euro del capitale sociale, deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea; tale importo non viene calcolato ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice civile (“il quinto del capitale sociale”)¹⁶.

- “Azioni proprie acquistate”

Il 14 maggio 2019, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha autorizzato il Consiglio d'amministrazione - ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice civile - a procedere, entro 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto massimo di n. 67.000.000 azioni ordinarie della Società, rappresentative dell'1,84 per cento circa del capitale, per un esborso complessivo fino a 1.200 mln. In esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2019 sono state acquistate n. 28.590.482 azioni (pari allo 0,79 per cento del capitale sociale) per un controvalore complessivo di 400 mln¹⁷.

Al 31 dicembre 2019, le azioni proprie acquistate ammontano a 981 mln (581 mln al 31 dicembre 2018), e sono rappresentate da n. 61.635.679 azioni ordinarie. L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di incentivazione di lungo termine azionario 2017-2019, conferendo al Consiglio di amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano stesso e autorizzando il Consiglio a disporre fino a un massimo di 11 mln di azioni proprie al servizio del Piano.

- “Riserva per acquisto azioni proprie”

La riserva per acquisto azioni proprie di 981 mln (581 mln al 31 dicembre 2018) è a fronte del valore di iscrizione n. 61.635.679 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2019, in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti, mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. Tale riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

¹⁶ La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto la misura del quinto del capitale sociale come richiesto dall'art. 2430 c.c..

¹⁷ L'importo all'euro è 399.999.994,58.

- “Altre riserve di capitale”

Le altre riserve di capitale, per 10.368 mln, concernono: riserve di rivalutazione, riserva adeguamento patrimonio netto ai sensi della legge 31 marzo 1993 n. 292, di conversione, con modificazioni, del decreto-legge 30 gennaio 1979, n. 20, e riserva conferimenti¹⁸.

- “Altre riserve di utili non disponibili”

Le altre riserve di utili non disponibili di 9 mln riguardano la riserva ex art. 6, comma 2, del decreto legislativo n. 38 del 2005 corrispondente alle plusvalenze iscritte in esercizi precedenti nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale, e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all’operatività in cambi e di copertura, che discendono dall’applicazione del criterio del *fair value*.

- “Altre riserve di utili disponibili”

Le altre riserve di utili disponibili, di 25.086 mln, riguardano, prevalentemente, la “riserva disponibile”, di 23.930 mln.

- “Acconto sui dividendi”

Riguarda per 1.542 mln l’acconto sul dividendo dell’esercizio 2019 di 0,43 euro per azione deliberato il 19 settembre 2019 dal Consiglio di amministrazione ai sensi dell’art. 2433-bis, comma 5, del Codice civile, e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2019.

Il patrimonio netto di Eni risulta pari a 41.636 mln, in diminuzione del 2,3 per cento rispetto al 2018 (esercizio in cui era pari a 42.615 mln).

La tabella che segue mostra il dettaglio della variazione del patrimonio netto rispetto al valore dello stesso al 31 dicembre 2018, ponendo a raffronto le ragioni di incremento e di decremento dello stesso.

¹⁸ Leggi 730/1983, 749/1985 e 41/1986.

Tabella 27 - Variazione del patrimonio netto*(milioni di euro)*

Patrimonio netto al 31 dicembre 2018		42.615
<i>Incremento per:</i>		
Utile netto	2.978	
Variazione riserva piano incentivazione di lungo termine	9	
Differenze cambio da conversione Joint Operations	9	
		2.996
<i>Decremento per:</i>		
Acconto sul dividendo 2019	(1.542)	
Distribuzione saldo dividendo 2018	(1.476)	
Variazione <i>fair value</i> strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(545)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(12)	
		(3.975)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2019		41.636

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

La tabella che segue indica nel dettaglio le variazioni del *fair value* dei contratti derivati.

Tabella 28 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(milioni di euro)

	31.12.2019		31.12.2018	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- <i>Currency swap</i>	105	50	107	58
- <i>Outright</i>	13	13	10	10
- <i>Interest currency swap</i>	26	23	85	83
	144	86	202	151
<i>Contratti su interessi</i>				
- <i>Interest rate swap</i>	46	46	23	23
	46	46	23	23
<i>Contratti su merci</i>				
- <i>Over the counter</i>	896	718	495	543
- <i>Future</i>	4	3	7	5
- <i>Altri</i>	12		1	5
	912	721	503	553
Totale contratti derivati non di copertura	1.102	853	728	727
<i>Contratti derivati cash flow hedge</i>				
- <i>Over the counter</i>	38	799	329	175
	38	799	329	175
Contratti derivati impliciti				
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	11	11	21	21
Totale contratti derivati	1.151	1.663	1.078	923
Di cui:				
- correnti	1.036	1.486	886	763
- non correnti	115	177	192	160

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Il *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in *hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle *commodity*, pertanto, non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Per la gestione del rischio prezzo delle *commodity*, derivante dall'esposizione commerciale, Eni 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 che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una

relazione *cash flow hedge*. Ai fini della qualificazione dell'operazione come "di copertura", è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

7.4. Il conto economico

La tabella che segue espone i dati relativi al conto economico dell'esercizio 2019 riportati nell'elaborato contabile predisposto dalla Società, posti a raffronto con l'esercizio 2018.

Tabella 29 - Conto economico

	2019	2018
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	28.496.142.053	31.794.899.384
Altri ricavi e proventi	429.985.627	330.771.212
Totale ricavi	28.926.127.680	32.125.670.596
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	27.534.272.260	30.621.006.375
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	65.165.504	26.410.349
Costo lavoro	1.185.076.676	1.127.524.660
Altri proventi (oneri) operativi	(112.722.000)	(113.047.226)
Ammortamenti	1.137.371.082	635.421.852
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in <i>leasing</i>	1.144.400.696	13.359.653
Radiazioni	2.401.456	1.361.951
Totale costi operativi	30.955.965.674	32.312.037.614
UTILE (PERDITA) OPERATIVO	(2.029.837.994)	(186.367.018)
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	1.625.147.595	1.616.145.269
Oneri finanziari	(2.015.741.083)	(1.878.697.439)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	116.895.080	33.058.919
Strumenti finanziari derivati	(5.111.273)	(97.098.895)
Totale proventi (oneri) finanziari	(278.809.681)	(326.592.146)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	5.676.830.609	3.689.331.494
UTILE ANTE IMPOSTE - <i>Continuing operations</i>	3.368.182.934	3.176.372.330
Imposte sul reddito	(390.456.810)	(2.929.739)
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	2.977.726.124	3.173.442.591

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel 2019 l'utile netto di 2.978 mln è in diminuzione di 196 mln rispetto al 2018.

Nel rinviare ai dati contenuti nel bilancio d'esercizio ed alla ivi allegata relazione, si

analizzano, di seguito, le più significative poste del conto economico.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

Nel 2019 i ricavi della gestione caratteristica (ossia i ricavi delle vendite e delle prestazioni) si sostanziano in 28.496 mln e sono diminuiti di 3.299 mln rispetto al 2018 (in cui erano di 31.795 mln).

La tabella che segue espone in dettaglio le voci dei ricavi.

Tabella 30 - Ricavi della gestione caratteristica

	<i>(milioni di euro)</i>	
	2019	2018
Prodotti Petroliferi	14.374	14.956
Gas naturale e GPL	8.577	10.568
Energia elettrica e <i>utility</i>	2.337	2.419
GNL	1.183	1.679
Greggi	556	751
Gestione sviluppo sistemi informatici	99	103
Vettoriamento gas su tratte estere	55	68
Altre vendite e prestazioni	1.311	1.251
Totale	28.492	31.795
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	4	
Totale	28.496	31.795

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Come già in precedenza rappresentato, i ricavi da vendita di gas naturale e GPL riguardano le vendite di gas in Italia, all'estero e le vendite di GPL sul mercato rete (stazioni di servizio) ed extra rete (a domicilio) e su altri canali di vendita; quelli da vendita di prodotti petroliferi le vendite effettuate nelle stazioni di servizio in Italia, e quelle a società controllate e collegate in Italia e all'estero; le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti, le vendite di carburanti e combustibili extra rete, le vendite per combustibile navi e avio.

I ricavi da energia elettrica e *utility* riguardano le vendite a terzi e a società controllate, in particolare in Italia; quelli da vendita greggio riguardano le vendite a società controllate; i ricavi da vendita GNL essenzialmente vendite a terzi.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri, non utilizzata a valere su contratti di

acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi e la progettazione e la realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla E&P nell'interesse di imprese controllate e altre imprese.

I ricavi *Exploration & Production* (2.234 mln) diminuiscono di 506 mln, pari al 18,5 per cento, a seguito essenzialmente del decremento dei prezzi di vendita del gas e del greggio (-37 per cento e -4 per cento rispettivamente) e del decremento dei volumi di idrocarburi prodotti anche in relazione al declino naturale dei campi maturi, pari al 11,9 per cento, equivalente a 5,5 mln di boe.

I ricavi *Gas & Power* (11.946 mln) diminuiscono di 2.702 mln, pari al 18,4 per cento, a seguito principalmente dei minori volumi commercializzati di gas e GNL sia in Italia che all'estero e dal livello dei prezzi mediamente più basso rispetto al 2018.

I ricavi *Refining & Marketing* (15.908 mln) diminuiscono di 901 mln, pari al 5,4 per cento, a seguito essenzialmente dell'andamento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi.

I ricavi della *Corporate* (921 mln) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2018.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi, pari a 430 mln (331 mln nel 2018) aumentano di 99 mln.

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

La posta, di 27.534 mln, è diminuita, nell'esercizio in esame, di 3.087 mln - come evidenzia l'analisi riportata nel bilancio - a seguito, particolarmente, della diminuzione del costo delle materie prime.

Costo del lavoro

Il costo del lavoro, pari a 1.185 mln nel 2019, ha registrato un lieve incremento rispetto al 2018 (+57 mln), come spiegato nel terzo capitolo.

Altri proventi ed oneri operativi

Gli altri proventi operativi netti, che si sostanziano in 112 mln (113 mln nel 2018), riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati su *commodity* in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* (proventi netti di 105 mln).

Ammortamenti e riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing

Tale voce, ammontante a 2.281 mln, è aumentata di 1.633 mln. Le svalutazioni nette di attività materiali hanno riguardato principalmente *Refining & Marketing ed Exploration & Production*. In particolare le svalutazioni rilevate nella *Refining & Marketing* di 787 mln riguardano principalmente: (i) la svalutazione della raffineria di Sannazzaro e gli investimenti di periodo relativi a CGU, interamente svalutate in precedenti *reporting period*; (ii) le svalutazioni rilevate nella *Exploration & Production* di 270 mln riguardano le svalutazioni relative ad alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'*off-shore* adriatico, dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi della *commodity* gas naturale.

Le svalutazioni nette dei diritti di utilizzo beni in *leasing* (86 mln) hanno riguardato principalmente la *Gas & Power* in relazione ai contratti di *tolling*.

Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si specificano in dettaglio nella tabella che segue.

Tabella 31 - Proventi e oneri finanziari

	<i>(milioni di euro)</i>	
	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	1.625	1.616
Oneri finanziari	(2.016)	(1.879)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	117	33
Totale	(274)	(230)
Strumenti finanziari derivati	(5)	(97)
Totale	(279)	(327)

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

La posta, negativa di 279 mln, comprende gli oneri netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse per 5 mln (97 mln nel 2018) e si determina per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto stipulati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi netti su partecipazioni, ammontati nel 2019, a 5.677 mln, aumentano di 1.988 mln a seguito essenzialmente di maggiori dividendi distribuiti da società controllate.

Tabella 32 - Proventi netti su partecipazioni

	<i>(milioni di euro)</i>	
	2019	2018
Dividendi	6.623	4.851
Altri proventi	420	77
Totale proventi	7.043	4.928
Svalutazioni e altri oneri	(1.366)	(1.239)
Totale	5.677	3.689

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nelle tabelle che seguono vengono evidenziati in dettaglio i proventi sulle partecipazioni, le svalutazioni e gli altri oneri.

Tabella 33 - Dettaglio proventi su partecipazioni
(milioni di euro)

	2019	2018
Dividendi		
Eni International BV	6.097	3.716
Eni Investments Plc		436
Versalis SpA		304
Eni Angola SpA	175	
EniPower SpA	113	60
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	51	74
Eni Trading & Shipping SpA		73
Eni Insurance DAC	49	35
Ecofuel SpA	44	35
Eni Finance International SA	32	68
Floaters SpA	17	17
LNG Shipping SpA	17	
Transmediterranean Pipeline Ltd	8	7
Eni Fuel SpA	8	
EniProgetti SpA	1	18
Transmed SpA	5	3
Norpipe Terminal Holdco Ltd	3	
Altre	3	5
	6.623	4.851
Altri proventi		
Ripresa di valore Eni Angola SpA	414	
Ripresa di valore Eni New Energy SpA	4	
Ripresa di valore Servizi Aerei SpA	1	
Proventi su cessione Eni Gas & Power NV	1	
Ripresa di valore LNG Shipping SpA		57
Ripresa di valore Floaters SpA		18
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		2
	420	77
Totale proventi	7.043	4.928

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Tabella 34 - Dettaglio svalutazioni e altri oneri*(milioni di euro)*

	2019	2018
Svalutazioni		
Eni Investments Plc		476
Versalis SpA	551	258
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	426	202
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	118	
Raffineria di Gela SpA	76	124
Eni Petroleum Co Inc	63	102
LNG Shipping SpA	17	
EniProgetti SpA	17	27
Eni Mozambico SpA	13	4
Unión Fenosa Gas SA	8	15
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7	7
Floaters SpA	3	
Società Petrolifera Italiana SpA	3	3
Servizi Aerei SpA		8
Eni New Energy SpA		4
Eni Adfin SpA (in liquidazione)		3
Altre minori		1
Totale	1.302	1.234
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	64	5
Totale oneri	1.366	1.239

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Imposte

Di seguito si fornisce il dettaglio delle imposte.

Tabella 35 - Imposte sul reddito*(milioni di euro)*

	2019	2018
- IRES	17	33
Totale imposte correnti	17	33
Imposte differite	9	4
Imposte anticipate ^(a)	(409)	(38)
Totale imposte differite e anticipate	(400)	(34)
Totale imposte estere	(8)	(5)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(391)	(6)
Imposte correnti relative alla <i>joint operation</i>	1	(3)
Imposte anticipate (differite) relative alla <i>joint operation</i>		6
Totale imposte sul reddito <i>joint operation</i>	1	3
Totale	(390)	(3)

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Le imposte di 390 mln aumentano di 387 mln e sono costituite da imposte sul reddito di *Eni* SpA per 391 mln e da imposte sul reddito positive relative alle società in *joint operation* per 1 mln.

UTILE DELL'ESERCIZIO

L'utile netto di 2.978 mln si riduce di 195 mln (3.173 mln nel 2018) per effetto, essenzialmente, della riduzione del risultato operativo (-1.844 mln). La riduzione dell'utile operativo e i maggiori oneri di imposta (387 mln) connessi con le maggiori svalutazioni delle imposte anticipate operate in relazione alla previsione della loro recuperabilità risultano in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni (1.988 mln) connessi essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate.

Il peggioramento del risultato operativo è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di *business* E&P (1.033 mln), in conseguenza principalmente del peggioramento dello scenario di riferimento, delle maggiori svalutazioni operate e della riduzione dei volumi prodotti; (ii) alla linea di *business* G&P (623 mln) per effetto dei minori volumi commercializzati di gas e GNL sia in Italia sia all'estero e del livello dei prezzi mediamente più basso rispetto al 2018; (iii) alla linea di *business* R&M (15 mln) per effetto delle svalutazioni degli impianti operate a seguito principalmente dell'andamento dello scenario di raffinazione in parte compensato dalla valutazione delle scorte.

7.5. Il rendiconto finanziario

La tabella seguente espone il rendiconto finanziario per l'esercizio 2019 posto a confronto con l'esercizio precedente.

Tabella 36 - Rendiconto finanziario

(dati in milioni)

	2019	2018	Var. ass.
Utile netto dell'esercizio	2.978	3.173	(195)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
- ammortamenti	1.137	635	502
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	1.144	13	1.131
- radiazioni	2	1	1
- svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	947	1.162	(215)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(5)	(12)	7
Dividendi	(6.623)	(4.851)	(1.772)
Interessi attivi	(222)	(162)	(60)
Interessi passivi	611	500	111
Imposte sul reddito	390	3	387
Altre variazioni		67	(67)
Variazioni del capitale di esercizio:			
- rimanenze	(553)	119	(672)
- crediti commerciali	500	144	356
- debiti commerciali	(246)	(238)	(8)
- fondi per rischi e oneri	267	121	146
- altre attività e passività	(99)	(229)	130
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(131)	(83)	(48)
Variazione fondo benefici per i dipendenti	(8)	5	(13)
Dividendi incassati	6.623	4.851	1.772
Interessi incassati	212	158	54
Interessi pagati	(588)	(492)	(96)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati	(2)	(55)	53
Flusso di cassa netto da attività operativa	6.465	4.913	1.552
<i>- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate</i>	<i>(3.536)</i>	<i>(810)</i>	<i>(2.726)</i>
Investimenti			
- attività materiali	(1.109)	(1.003)	(106)
- attività immateriali	(27)	(35)	8
- partecipazioni	(1.962)	(743)	(1.219)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(2.477)	(57)	(2.420)
Flusso di cassa degli investimenti	(5.575)	(1.838)	(3.737)
Disinvestimenti:			
- attività materiali	8	14	(6)
- partecipazioni	521	25	496
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	343	2.964	(2.621)
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	20	11	9
- cessione rami d'azienda		3	(3)
- titoli strumentali all'attività operativa		1	(1)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	892	3.018	(2.126)
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.202)	(360)	(1.842)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(6.885)	820	(7.705)
<i>- di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate</i>	<i>(4.287)</i>	<i>2.603</i>	<i>(6.890)</i>
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari non correnti	(958)	378	(1.336)
Rimborso di passività per beni in leasing	(293)		(293)

Incremento (decremento di debiti finanziari correnti)	187	283	(96)
	(1.064)	661	(1.725)
Dividendi pagati	(3.018)	(2.954)	(64)
Acquisto azioni proprie	(400)		(400)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(4.492)	(2.293)	(2.199)
<i>- di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate</i>	240	444	(204)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(4.902)	3.440	(8.342)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	9.654	6.214	3.440
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	4.752	9.654	(4.902)

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

8. BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENI

8.1. Contenuto e forma del bilancio consolidato

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2019 è stato elaborato nel rispetto dei "principi contabili internazionali" (*International financial reporting standards – IFRS*) indicati dall'*International Accounting standards board* (IASB) ed adottati dalla Commissione Europea, nonché dei provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 2005.

Il perimetro di consolidamento comprende i bilanci di Eni spa e delle imprese italiane e straniere sulle quali Eni esercita direttamente od indirettamente il controllo nonché gli accordi a controllo congiunto classificati come *joint operation*, i cui saldi sono ripresi pro-quota in base all'interessenza Eni.

In un apposito allegato "Partecipazioni di Eni spa al 31 dicembre 2019", che costituisce parte integrante del bilancio consolidato, sono indicate le imprese consolidate, quelle controllate non consolidate, le imprese controllate con altri soci, le imprese collegate e le partecipazioni rilevanti.

Il bilancio consolidato, deliberato anch'esso nella riunione del Cda del 27 febbraio 2019, è corredato, ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del decreto legislativo n. 58 del 1998 (Testo Unico della Finanza), dall'attestazione dell'Amministratore delegato e del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A., nonché, ai sensi degli artt. 14 e 16 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, dalla relazione della Società di revisione¹⁹ e dal parere del Collegio sindacale.

8.2. Lo stato patrimoniale

8.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2019, posti a confronto con quelli del 2018 e le relative variazioni percentuali.

¹⁹ In particolare, la Società di revisione, in data 5 aprile 2019, ha affermato che "il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2019, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli *International Financial Reporting Standards* adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38".

Tabella 37 - Stato patrimoniale - attivo

(milioni di euro)

	31.12.2019	31.12.2018	Var. %
ATTIVITA'			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	5.994	10.836	(44,68)
Attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	6.760	6.552	3,17
Altre attività finanziarie	384	300	28,00
Crediti commerciali e altri crediti	12.873	14.101	(8,71)
Rimanenze	4.734	4.651	1,78
Attività per imposte sul reddito	192	191	0,52
Altre attività	3.972	2.819	40,90
Totale attività correnti	34.909	39.450	(11,51)
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	62.192	60.302	3,13
Diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	5.349		
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	1.371	1.217	12,65
Attività immateriali	3.059	3.170	(3,50)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	9.035	7.044	28,27
Altre partecipazioni	929	919	1,09
Altre attività finanziarie	1.174	1.253	(6,30)
Attività per imposte anticipate	4.360	3.931	10,91
Attività per imposte sul reddito	173	168	2,98
Altre attività non correnti	871	624	39,58
Totale attività non correnti	88.513	78.628	12,57
Attività destinate alla vendita	18	295	(93,90)
TOTALE ATTIVITA'	123.440	118.373	4,28

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel far rinvio ai dati contenuti nell'elaborato contabile del Gruppo Eni, ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative fra le poste attive dello stato patrimoniale.

ATTIVITÀ CORRENTI

Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al *trading*, pari a 6.760 mln, costituiscono una riserva di

liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi. Tali attività comprendono operazioni di prestito titoli per 1.347 mln (1.301 mln al 31 dicembre 2018). Coerentemente con le finalità dell'investimento e con le previsioni dei principi contabili applicabili le attività finanziarie destinate al *trading* sono valutate al *fair value*, sulla base delle quotazioni di mercato ovvero utilizzando tecniche di valutazione adeguate alle circostanze massimizzando l'uso di *input* osservabili. Al 31 dicembre 2019 i proventi netti sulle attività finanziarie destinate al *trading* ammontano a 127 mln.

Crediti commerciali ed altri crediti

Nel 2019 ammontano a 12.873 mln e ricomprendono "crediti commerciali" (crediti per forniture di idrocarburi) per 8.519 mln (9.520 mln nel 2018); "crediti per attività di disinvestimento" per 30 mln (122 mln nel 2018); "Crediti verso *partner* per attività di esplorazione e produzione" per 2.637 mln (3.024 mln nel 2018) e "crediti verso altri" per 1.687 mln (1.435 mln nel 2018).

Il decremento dei crediti commerciali di 1.001 mln è riferito al settore *Gas & Power* per 874 mln, in relazione alla flessione dei prezzi e dei volumi venduti di gas nel quarto trimestre 2019 rispetto al corrispondente periodo 2018. Al 31 dicembre 2019 sono state poste in essere operazioni di cessione *pro-soluto* di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2020 per 1.782 mln (1.769 mln nell'esercizio 2018 con scadenza 2019). Le cessioni 2019 hanno riguardato crediti relativi al settore *Gas & Power* per 1.369 mln e al settore *Refining & Marketing e Chimica* per 413 mln. I crediti per attività di disinvestimento sono diminuiti di 92 mln nel corso dell'esercizio per effetto dell'incasso dell'ultima rata di 123 mln, relativa alla cessione dell'*interest* del 10 per cento dell'*asset* Zohr in Egitto a BP, avvenuta nel 2017.

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Immobili, impianti e macchinari

Si espone di seguito il dettaglio di tale voce:

Tabella 38 - Immobili, impianti e macchinari
(milioni di euro)

	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e accenti	Totale
2019							
Valore iniziale netto	1.274	42.856	3.901	1.267	9.195	1.809	60.302
Investimenti	12	144	223	508	6.170	992	8.049
Capitalizzazione ammortamenti				14	202		216
Ammortamenti*	(60)	(6.435)	(537)				(7.032)
Riprese di valore	44	65	69		65	139	382
Svalutazioni	(47)	(659)	(500)		(669)	(537)	(2.412)
Radiazioni			(5)	(216)	(49)		(270)
Cessioni	(1)	(3)	(1)	(22)	(80)	(6)	(113)
Differenze di cambio da conversione	2	815	21	24	181	1	1.044
Rilevazione iniziale e variazione stima		2.028		25	21		2.074
Trasferimenti	42	7.568	597	(42)	(7.526)	(639)	
Altre variazioni	(48)	113	(136)	5	(98)	116	(48)
Valore finale netto	1.218	46.492	3.632	1.563	7.412	1.875	62.192
Valore finale lordo	4.067	144.789	28.191	1.563	11.406	2.799	192.815
Fondo ammortamento e svalutazione	2.849	98.297	24.559		3.994	924	130.623
2018							
Valore iniziale netto	1.313	45.782	3.877	1.371	9.469	1.346	63.158
Investimenti	18	432	173	330	6.947	878	8.778
Ammortamenti*	(65)	(6.012)	(529)				(6.606)
Riprese di valore	41	299	86				426
Svalutazioni	(61)	(477)	(73)		(548)	(117)	(1.276)
Radiazioni		(12)	(1)	(66)	(4)	(1)	(84)
Cessioni	(2)	(400)	(9)	(32)	(198)	2	(639)
Differenze di cambio da conversione	2	1.623	36	53	385	(1)	2.098
Variazione dell'area di consolidamento	1	(4.388)	32	(58)	(474)	10	(4.877)
Trasferimenti	81	6.795	461	(294)	(6.501)	(542)	
Altre variazioni	(54)	(786)	(152)	(37)	119	234	(676)
Valore finale netto	1.274	42.856	3.901	1.267	9.195	1.809	60.302
Valore finale lordo	4.060	135.467	27.516	1.267	12.559	2.415	183.284
Fondo ammortamento e svalutazione	2.786	92.611	23.615		3.364	606	122.982

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Il valore finale netto della voce “immobili, impianti e macchinari” è di 62.192 mln (60.302 mln al 31 dicembre 2018) e riguarda essenzialmente pozzi, impianti e macchinari E&P per 46.492 mln (42.856 mln nel 2018) e immobilizzazioni in corso E&P per 7.412 mln (9.195 mln nel 2018).

Il risultato aumenta di 1.890 mln per effetto essenzialmente degli investimenti (8.049 mln), della rilevazione iniziale e variazione stima (2.074 mln) e delle differenze di cambio da conversione (1.044 mln), solo parzialmente controbilanciati dagli ammortamenti e dalle svalutazioni.

Gli investimenti sono riferiti al settore *Exploration & Production* per 6.889 mln (7.757 mln nel 2018).

Nel settore *E&P* sono state rilevate svalutazioni ante imposte per 1.217 mln, dovute alla *performance* inferiore alle attese di alcuni giacimenti in particolare in Congo, Italia e negli USA, nonché all’adeguamento al *fair value* di vendita degli *asset* in Ecuador.

Le svalutazioni contabilizzate nella linea di *business Refining & Marketing* di 819 mln sono, relative per 684 mln alla raffineria di Sannazzaro in relazione ai *driver* di scenario descritti, nonché alla previsione di aumento dei costi per le emissioni di CO₂ e agli investimenti dell’anno per *compliance* e *stay-in-business* relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l’assenza di prospettive di redditività.

Nel *business* Chimica sono state rilevate svalutazioni nette per 103 mln, mentre quelle nel settore *Gas & Power* sono state pari a 37 mln, relative principalmente alle centrali elettriche, in previsione del peggioramento dei margini dell’energia elettrica per *overcapacity* e pressione competitiva.

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le predette partecipazioni, ammontanti, al 31 dicembre 2019, a 9.035 mln, vengono esposte di seguito, raffrontandole con quelle al 31 dicembre 2018.

Tabella 39 - Partecipazioni (metodo del patrimonio netto)

(milioni di euro)

	2019				2018			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
Valore iniziale	95	5.497	1.452	7.044	116	2.332	1.063	3.511
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)						(34)	(3)	(37)
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)		22		22				
Valore iniziale riesposto	95	5.519	1.452	7.066	116	2.298	1.060	3.474
Acquisizioni e sottoscrizioni	6	76	2.910	2.992		28	92	120
Cessioni e rimborsi	(5)		(17)	(22)	(33)	(3)	(115)	(151)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	6	80	75	161	8	16	385	409
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(10)	(157)	(17)	(184)	(5)	(415)	(10)	(430)
Decremento per dividendi	(4)	(1.073)	(61)	(1.138)	(6)	(19)	(25)	(50)
Variazione dell'area di consolidamento	1			1		3.448		3.448
Differenze di cambio da conversione	2	67	17	86	2	25	54	81
Altre variazioni	(5)	80	(2)	73	13	119	11	143
Valore finale	86	4.592	4.357	9.035	95	5.497	1.452	7.044

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Il valore delle partecipazioni è aumentato nel 2019 di 1.991 mln.

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per 2.896 mln, l'acquisizione della quota del 20 per cento in Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) che opera in tre raffinerie, situate nelle aree di Ruwais (Ruwais East e Ruwais West) e Abu Dhabi (Abu Dhabi Refinery), con una capacità di raffinazione complessiva che supera i 900 mila barili al giorno. Attraverso l'operazione, Eni finalizza il proprio ingresso nel settore *downstream* degli Emirati Arabi Uniti e incrementa del 35 per cento la propria capacità di raffinazione. L'operazione si inquadra nella strategia di Eni volta a diversificare geograficamente il proprio portafoglio complessivo e a renderlo sempre più bilanciato lungo la catena del valore; (ii) per 39 mln l'aumento di capitale della Lotte Versalis Elastomers Co Ltd, impegnata nella produzione di elastomeri in Corea del Sud.

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto sono riferite a Vår Energi AS per 49 mln e ad Angola LNG Ltd per 47 mln.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto della *joint venture* Saipem SpA ha comportato l'iscrizione di un utile di 4 mln. In considerazione della volatilità del titolo

Saipem e delle incertezze sulla ripresa del ciclo degli investimenti da parte delle *oil companies* e della pressione competitiva nel settore *Engineering & Construction*, il *management* ha eseguito la verifica di recuperabilità del valore di libro dell'investimento, sulla base di un modello finanziario interno basato sui dati pubblici di Saipem, sulla correlazione storica tra il fatturato della stessa società, l'andamento del prezzo del petrolio e i livelli di *spending* da parte delle *oil companies*, nonché sul *consensus* di mercato degli utili attesi. La verifica ha confermato il valore di libro. La valutazione con il metodo del patrimonio netto ha comportato l'iscrizione di una perdita di 90 mln per la Cardón IV SA che opera il giacimento a gas Perla e che sconta il rallentamento dell'attività e dei prelievi di gas da parte di PDVSA, in relazione al difficile contesto operativo. Il decremento per dividendi è riferito per 1.057 mln a Vår Energi AS.

Altre attività finanziarie

Si sostanziano in 1.174 mln (1.253 mln nel 2018) e sono composte: da crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine per 1.119 mln, (crediti per finanziamenti concessi principalmente dai settori *Exploration & Production, Gas & Power*); da titoli strumentali all'attività operativa per 55 mln (titoli quotati emessi da Stati Sovrani).

Attività per imposte anticipate

La posta ammonta a 4.360 mln (3.931 mln al 31 dicembre 2018) al netto delle passività per imposte differite compensabili di 4.663 mln (3.684 mln al 31 dicembre 2018).

8.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2019, messo a confronto con l'esercizio 2018 e le relative variazioni percentuali.

Tabella 40 - Stato patrimoniale - passivo

(milioni di euro)

	31.12.2019	31.12.2018	Var. %
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	2.452	2.182	12,37
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.156	3.601	(12,36)
Quote a breve di passività per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	889		-
Debiti commerciali e altri debiti	15.545	16.747	(7,18)
Passività per imposte sul reddito	456	440	3,64
Altre passività	7.146	5.412	32,04
Totale	29.644	28.382	4,45
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	18.910	20.082	(5,84)
Passivit. per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	4.759		-
Fondi per rischi e oneri	14.106	11.626	21,33
Fondi per benefici ai dipendenti	1.136	1.117	1,70
Passività per imposte differite	4.920	4.272	15,17
Passività per imposte sul reddito	454	287	58,19
Altre passività	1.611	1.475	9,22
Totale	45.896	38.859	18,11
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		59	(100,00)
TOTALE PASSIVITA'	75.540	67.300	12,24
PATRIMONIO NETTO			
<i>Interessenze di terzi</i>	61	57	7,02
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	0,00
Utili relativi a esercizi precedenti	37.436	36.702	2,00
Riserve per differenze cambio da conversione	7.209	6.605	9,14
Altre riserve	1.564	1.672	(6,46)
Azioni proprie	(981)	(581)	(68,85)
Acconto sul dividendo	(1.542)	(1.513)	(1,92)
Utile (perdita) dell'esercizio	148	4.126	(96,41)
Totale patrimonio netto di Eni	47.839	51.016	(6,23)
TOTALE PATRIMONIO NETTO	47.900	51.073	(6,21)
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	123.440	118.373	4,28

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

L'incremento di 270 mln delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente all'aumento dei debiti finanziari rappresentati da titoli di credito (+863 mln), a fronte di un decremento delle passività a breve verso banche di 196 mln e verso altri finanziatori per 397 mln.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 1.778 mln (915 mln al 31 dicembre 2018) riguardano l'emissione di *commercial paper* da parte delle società finanziarie del gruppo.

Tabella 41 – Passività finanziarie a breve termine

	<i>(milioni di euro)</i>	
	31.12.2019	31.12.2018
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.778	915
Banche	187	383
Altri finanziatori	487	884
Totale	2.452	2.182

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Tabella 42 - Debiti commerciali ed altri debiti

	<i>(milioni di euro)</i>	
	31.12.2019	31.12.2018
Debiti commerciali	10.480	11.645
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	401	207
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.276	2.530
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.236	1.151
Debiti verso altri	1.152	1.214
Totale	15.545	16.747

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Al 31.12.2019 il totale dei debiti commerciali e altri debiti diminuisce rispetto all'esercizio precedente per 1.202 mln.

Passività per imposte sul reddito

Le passività per imposte sul reddito aumentano per 16 mln, passando da 440 mln a 456 mln.

Le imposte correnti relative alle imprese italiane riguardano imposte estere per 137 mln.

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore *Exploration & Production* per 2.934 mln (rispettivamente 3.014 mln e 1.811 mln nel 2018 e 2017).

Le passività per altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per 628 mln (636 mln al 31 dicembre 2018).

Altre passività correnti

Le altre passività correnti passano da 5.412 mln a 7.146 mln con un incremento di 1.734 mln.

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas ricevuti dalle società di Stato dell'Egitto per 1.228 mln (716 mln al 31 dicembre 2018) in relazione al finanziamento delle attività di sviluppo delle riserve nell'ambito dei *Concession Agreement* nel Paese, tra i quali in particolare l'avanzamento del progetto Zohr; (ii) gli anticipi incassati dal cliente *Engie SA* (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica, relativi alla quota a breve termine per 64 mln (66 mln al 31 dicembre 2018) e alla quota a lungo termine per 455 mln (518 mln al 31 dicembre 2018).

PASSIVITÀ NON CORRENTI

Passività finanziarie a lungo termine

Nella seguente tabella sono analizzate le poste relative alle passività finanziarie a lungo termine.

Tabella 43 - Passività finanziarie non correnti

(milioni di euro)

	31.12.2019				31.12.2018			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	187	504	2.341	3.032	383	768	2.710	3.861
Obbligazioni ordinarie		2.642	16.137	18.779		2.781	16.923	19.704
Obbligazioni convertibili			393	393			390	390
Debiti finanz. rappr. da titoli di credito	1.778			1.778	915			915
Altri finanziatori	487	10	39	536	884	52	59	995
Totale	2.452	3.156	18.910	24.518	2.182	3.601	20.082	25.865

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Le passività finanziarie a lungo termine passano da 20.082 mln a 18.910 mln, con una diminuzione di 1.172 mln, per effetto, principalmente, del decremento delle obbligazioni ordinarie (-786 mln), delle passività verso banche (-369 mln) e verso altri finanziatori (-20 mln). Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 22.066 mln (23.683 mln al 31 dicembre 2018) diminuiscono di 1.617 mln.

Le obbligazioni ordinarie di 18.779 mln (19.704 mln al 31 dicembre 2018) riguardano il programma di *Euro Medium Term Notes*, per complessivi 15.030 mln, e altri prestiti obbligazionari, per complessivi 3.749 mln.

Di seguito il dettaglio, al 31.12.2019, delle passività finanziarie a lungo termine distinte per scadenza.

Tabella 44 - Passività finanziarie a lungo termine

(milioni di euro)

	Scadenza					
	2021	2022	2023	2024	Oltre	Passività finanziarie a lungo termine
Banche	750	146	838	134	473	2.341
Obbligazioni ordinarie	930	698	1.879	1.641	10.989	16.137
Obbligazioni convertibili		393				393
Altri finanziatori	11	13	14	1		39
Totale	1.691	1.250	2.731	1.776	11.462	18.910

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Fondi per rischi ed oneri

In base ai principi contabili applicabili, gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri risultano effettuati nei seguenti casi: 1) quando è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; 2) quando è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; 3) quando l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi, determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione.

Nella tabella che segue si fornisce il dettaglio di tale voce al 31.12.2019, posto a confronto con l'anno precedente.

Tabella 45 - Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)

	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo esodi agevolati	Fondo dismissioni e ristrutturazioni	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2018	6.777	2.595	824	180	327	204	130	108	66	415	11.626
Accantonamenti		354	165	38	173	65		2	2	411	1.210
Rilevazione iniziale e variazione stima	2.074										2.074
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	247	7	(2)							3	255
Utilizzi a fronte oneri	(313)	(299)	(43)	(24)	(175)			(11)	(12)	(51)	(928)
Utilizzi per esuberanza	(7)	(25)	(105)				(19)	(29)	(10)	(7)	(202)
Differenze cambio da conversione	112		13	8		2				4	139
Altre variazioni	46	(30)	(2)	(3)	8	(83)	2			(6)	(68)
Valore al 31.12.2019	8.936	2.602	850	199	333	188	113	70	46	769	14.106

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Rientrano nell'ambito delle fattispecie che determinano lo stanziamento dei fondi, le passività per la chiusura e abbandono dei pozzi; esse accolgono i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito.

Il fondo "abbandono e ripristino siti e *social project*" di 8.936 mln accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore *Exploration & Production* (8.411 mln). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 45 anni.

Il fondo "rischi ambientali" di 2.602 mln accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste alla data di bilancio un'obbligazione legale o "constructive" dell'Eni all'esecuzione degli interventi. In tale ambito, sono compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime.

Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita a Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) per 1.930 mln e alla linea di business *Refining & Marketing* per 416 mln, che include gli oneri di ripristino e risanamento ambientale relativi al Protocollo d'intesa sottoscritto tra Eni e il Ministero dell'ambiente nel dicembre 2019.

Il fondo rischi per contenziosi di 850 mln accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti *antitrust* e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio nel settore *Exploration & Production* per 723 mln.

Il fondo per imposte non sul reddito di 199 mln riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze

applicative delle norme in vigore di consociate italiane ed estere del settore *Exploration & Production* (169 mln).

Tabella 46 - Fondo per benefici ai dipendenti

(milioni di euro)

	31.12.2019	31.12.2018
TFR	269	275
Piani esteri a benefici definiti	412	385
Fisde, altri piani medici esteri e altri	177	148
Totale	858	808
Altri fondi per benefici ai dipendenti	278	309
Totale	1.136	1.117

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

La posta, di 1.136 mln (1.117 mln al 31 dicembre 2018), concerne, prevalentemente, i piani esteri a benefici definiti (di 412 mln), che riguardano schemi pensionistici, adottati da imprese di diritto non italiano ed il fondo trattamento di fine rapporto (di 269 mln quantificati con tecniche attuariali) che concerne l'importo da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato sulla base dei contributi versati dall'azienda. Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per 132 mln di euro, i piani isopensione di Eni gas e luce SpA per 107 mln, i premi di anzianità per 25 mln e gli altri piani a lungo termine per 14 mln.

PATRIMONIO NETTO

Interessenze di terzi

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2019 è di 61 mln di euro (57 mln di euro al 31 dicembre 2018).

Patrimonio netto di Eni

La composizione del patrimonio netto di Eni viene esposta in dettaglio nella tabella che segue.

Tabella 47 - Patrimonio netto di Eni*(milioni di euro)*

	31.12.2019	31.12.2018
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	37.436	36.702
Riserva per differenze cambio da conversione	7.209	6.605
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	981	581
Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(465)	(9)
Riserva OCI per piani a benefici definiti per i dipendenti	(173)	(130)
Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	60	66
Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	12	15
Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(981)	(581)
Acconto sul dividendo	(1.542)	(1.513)
Utile (perdita) dell'esercizio	148	4.126
Totale	47.839	51.016

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Il patrimonio netto, comprese le interessenze di terzi (47.839 mln), è diminuito di 3.177 mln per effetto, principalmente, del decremento dell'utile dell'esercizio (-3.978 mln), della riserva OCI per strumenti derivati *cash flow hedge* (-456 mln), della riserva OCI per piani a benefici definiti per i dipendenti (-43), della riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto (-6 mln), della riserva OCI partecipazioni valutate al *fair value* (-3 mln) e dell'acconto sul dividendo (-29 mln), solo parzialmente controbilanciati dall'incremento delle altre voci.

- Capitale sociale

Al 31 dicembre 2019, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a 4.005.358.876 euro ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2018).

- Riserva legale

La riserva legale è costituita dagli utili che, ai sensi dell'art. 2430 del Codice Civile, non possono essere distribuiti a titolo di dividendo. Nell'esercizio di riferimento, l'importo è stato pari a quello massimo richiesto dalla legge.

- Riserva per differenze di cambio

La riserva per differenze di cambio da conversione è alimentata dalle variazioni del patrimonio netto delle società consolidate aventi moneta funzionale diversa da quella di

presentazione del bilancio consolidato; in particolare, si genera nella conversione dei bilanci delle consociate estere Eni operanti nel settore *upstream* che utilizza il dollaro come valuta di transazione.

L'ammontare della riserva è determinato a fine di ciascun esercizio come differenza tra il patrimonio netto delle consociate con bilancio in dollari convertito al cambio *spot* della data di apertura confrontato con lo stesso valorizzato al cambio *spot* della data di chiusura del bilancio.

Pertanto, in caso di apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro tra inizio e fine periodo si genera un effetto negativo nella conversione dei bilanci in dollari nel bilancio consolidato Eni e viceversa. Tale variazione ha natura patrimoniale, cioè è rilevata nelle componenti dell'utile complessivo che alimentano il patrimonio netto, senza avere effetti sul conto economico consolidato dell'anno. Le riserve da conversione transitano a conto economico all'atto della vendita o chiusura della consociata.

▪ Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 981 mln (581 mln al 31 dicembre 2018) e sono rappresentate da n. 61.635.679 azioni ordinarie Eni (33.045.197 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2018), possedute da Eni SpA. Come detto, l'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di incentivazione di lungo termine azionario 2017-2019, conferendo al Consiglio di amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano stesso e autorizzando il Consiglio a disporre fino a un massimo di 11 mln di azioni proprie al servizio del Piano.

Il 5 giugno 2019 Eni ha avviato il programma di acquisto di azioni proprie, nell'ambito dell'autorizzazione all'acquisto di azioni proprie deliberata dall'Assemblea di Eni del 14 maggio 2019, già oggetto di informativa ai sensi dell'art. 144-bis del Regolamento Consob 11971/1999. Il programma di acquisto di azioni proprie doveva terminare entro il mese di dicembre 2019.

Nel periodo compreso tra il 5 e il 7 giugno 2019 Eni ha acquistato 582.528 azioni proprie, al prezzo medio ponderato di 13,947042 euro per azione, per un controvalore complessivo di 8.124.542,20 euro. Nel periodo compreso tra il 10 e il 14 giugno 2019 Eni ha acquistato n. 930.863 azioni proprie, al prezzo medio ponderato di 13,946109 euro per azione, per un controvalore complessivo di 12.981.917,18 euro. Nel periodo compreso tra il 24 e il 28 giugno 2019 Eni ha acquistato 1.180.148 azioni proprie, al prezzo medio ponderato di 14,523484 euro per azione, per un controvalore complessivo di 17.139.860,86 euro.

- Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo 2019 di 1.542 mln, pari a 0,43 per azione, è stato deliberato il 19 settembre 2019 dal Consiglio di amministrazione, ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 25 settembre 2019.

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società (calcolato, si è già detto, come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti), ed è utilizzato da Eni per valutare il grado di solidità della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, e per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria. La tabella che segue illustra il dettaglio dell'indebitamento finanziario per il 2019, in raffronto con quello del 2018.

Tabella 48 - Indebitamento finanziario netto e leverage

(milioni di euro)

	31.12.2019	31.12.2018	Var. ass.
Debiti finanziari ed obbligazionari	24.518	25.865	(1.347)
- Debiti finanziari a breve termine	5.608	5.783	(175)
- Debiti finanziari a lungo termine	18.910	20.082	(1.172)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.994)	(10.836)	4.842
Titoli held for trading ed altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.760)	(6.552)	(208)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(287)	(188)	(99)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	11.477	8.289	3.188
Passività per beni in leasing	5.648		5.648
- di cui working interest Eni	3.672		3.672
- di cui working interest follower	1.976		1.976
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	17.125	8.289	8.836
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	47.900	51.073	(3.173)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,24	0,16	0,08
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,36	n.a.	
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,18	0,14	0,04
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,26	n.a.	

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2019 è pari a 17.125 mln (11.477 mln ante passività per leasing ex IFRS 16), rispetto agli 8.289 mln del 2018. I debiti finanziari e

obbligazionari ammontano a 24.518 mln, di cui 5.608 mln a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 3.156 mln) e 18.910 mln a lungo termine.

Strumenti finanziari derivati

Eni, nell'ambito della propria operatività, stipula contratti derivati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di interesse, di prezzo delle *commodity* e di cambio sia nella sua configurazione di rischio transattivo che di rischio economico. L'attività è operata nell'ambito di linee guida definite centralmente, con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche di Eni in materia di gestione dei rischi assicurandone una gestione integrata e accentrata volta ad ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi. In tale prospettiva Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come *risk reducing* 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.

Tabella 49 - Strumenti finanziari derivati

(milioni di euro)

	31.12.2019			31.12.2018		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su valute						
- <i>Currency swap</i>	97	43	2	99	46	2
- <i>Interest currency swap</i>	26		2	14	71	2
- <i>Outright</i>	8	5	2	3	5	2
Totale	131	48		116	122	
Contratti su interessi						
- <i>Interest currency swap</i>	13	34	2	18	6	2
Totale	13	34		18	6	
Contratti su merci						
- <i>Future</i>	192	181	1	1.060	1.107	1
- <i>Over the counter</i>	89	58	2	306	284	2
- Altro	12		2	1	5	2
Totale	293	239		1.367	1.396	
Totale	437	321		1.501	1.524	
Contratti derivati di negoziazione						
Contratti su merci						
- <i>Over the counter</i>	2.387	1.953	2	992	1.031	2
- <i>Future</i>	348	313	1	367	263	1
- Opzioni	21	22	2	80	71	2
Totale	2.756	2.288		1.439	1.365	
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- <i>Over the counter</i>	1	596	2	311	196	2
- <i>Future</i>	34	148	1			
- Opzioni		2	2	26	15	1
Totale	35	746		337	211	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	11	11	2	21	21	2
Totale contratti derivati lordi	3.239	3.366		3.298	3.121	
Compensazione	(612)	(612)		(1.636)	(1.636)	
Totale contratti derivati netti	2.627	2.754		1.662	1.485	
Di cui:						
- correnti	2.573	2.704		1.594	1.445	
- non correnti	54	50		68	40	

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Le variazioni del *fair value* degli strumenti finanziari derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del *fair value* dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico “Proventi (oneri) finanziari”; differentemente, le variazioni del *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura su *commodity* sono rilevate nella voce di conto economico “Altri proventi (oneri) operativi”²⁰.

8.3. Il conto economico

I risultati di esercizio sono esposti nella tabella che segue.

²⁰ Per un maggiore dettaglio si rinvia alla relazione Eni ai paragrafi “Altri proventi (oneri) operativi” e “Proventi (oneri) finanziari” della sezione del conto economico.

Tabella 50 - Conto economico
(milioni di euro)

	2019	2018	Var. %
RICAVI			
Ricavi della gestione caratteristica	69.881	75.822	(7,84)
Altri ricavi e proventi	1.160	1.116	3,94
Totale ricavi	71.041	76.938	(7,66)
COSTI			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	50.874	55.622	(8,54)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	432	415	4,10
Costo lavoro	2.996	3.093	(3,14)
Altri proventi (oneri) operativi	(287)	(129)	122,48
Ammortamenti	8.106	6.988	16,00
Riprese di valore (svalutazioni) nette	2.188	866	152,66
Radiazioni	300	100	200,00
Totale costi operativi	64.409	66.955	(3,50)
UTILE (PERDITA) OPERATIVO	6.432	9.983	(35,57)
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI			
Proventi finanziari	3.087	3.967	(22,18)
Oneri finanziari	4.079	4.663	(12,52)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	127	32	296,88
Strumenti finanziari derivati	(14)	(307)	(95,44)
Totale	(879)	(971)	(9,47)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI			
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(88)	(68)	29,41
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	281	1.163	(75,84)
Totale	193	1.095	(82,37)
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	5.746	10.107	(43,15)
Imposte sul reddito	5.591	5.970	(6,35)
UTILE DELL'ESERCIZIO	155	4.137	(96,25)
Di competenza:			
- azionisti Eni	148	4.126	(96,41)
- interessenze di terzi	7	11	(36,36)
	155	4137	(96,25)
Utile per azione sull'utile dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)			
- semplice	0,04	1,15	(96,52)
- diluito	0,04	1,15	(96,52)

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel 2019 il Gruppo Eni ha conseguito un utile netto di 155 mln rispetto a quello di 4.137 mln del 2018. L'utile netto di competenza Eni di 148 mln è in diminuzione di 3.978 mln

rispetto al 2018. Tali risultati sono maturati in un contesto operativo e di mercato caratterizzato dal rallentamento del ciclo macroeconomico globale, dalla decelerazione nel commercio internazionale innescata dalla “*trade dispute*” tra USA e Cina, nonché da sviluppi geopolitici avversi che hanno aumentato l’incertezza negli operatori, condizionando in alcune aree specifiche la *performance* dell’Eni. L’insieme di questi fattori ha frenato la domanda di *commodity* energetiche e i consumi di carburanti e di materie plastiche a livello globale, amplificando gli impatti negativi della sovrapproduzione di petrolio e gas nella fase *upstream* e della pressione competitiva da parte di produttori con strutture di costo più vantaggiose e dell’eccesso di capacità nelle fasi *downstream* raffinazione/chimica. In tale scenario, il Gruppo ha registrato la flessione generalizzata dei prezzi di realizzo e dei margini in tutti i settori di *business* con un impatto in termini di minore EBIT stimato in -2,5 miliardi.

Tali fattori negativi sono stati in parte attenuati dalla crescita della produzione di idrocarburi che ha raggiunto il *plateau* di 1,87 mln di boe/giorno da azioni di efficienza e di ottimizzazione e in generale dalla tenuta dei *business retail* (*Gas & Power* e vendite carburanti rete ed extrarete). Inoltre, l’utile operativo è stato penalizzato da circa 2,2 miliardi di svalutazioni, principalmente di proprietà *Oil & Gas* e delle raffinerie, a causa principalmente della revisione dello scenario margini e di minori *performance* di giacimento. Oltre che dalla minore *performance* operativa, l’utile netto è stato penalizzato dalla flessione dei proventi da partecipazioni (-902 mln), dovuta alla circostanza che nel 2018 furono rilevate la plusvalenza sull’operazione Vår Energi (889 mln) e la ripresa di valore di 262 mln di Angola LNG, nonché dal peggioramento del *tax rate reported* dovuto al maggiore *tax rate* della *E&P*.

Il peggioramento del *tax rate reported*, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico, la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che prevedono aliquote legali significativamente più contenute e la svalutazione di circa 0,9 miliardi di imposte differite attive delle società italiane dovuta alle minori prospettive di redditività.

L’adozione dello IFRS 16 ha comportato un miglioramento di 204 mln a livello di utile operativo dovuto al beneficio dell’eliminazione dei canoni per beni in *leasing*, in parte compensato dalla rilevazione dell’ammortamento del diritto d’uso, corrispondente al valore attualizzato degli stessi canoni.

L'utile netto per azione è illustrato nella tabella che segue²¹.

Tabella 51 - Utile netto per azione

	2019	2018
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontare in euro per azione) - semplice e diluito	0,04	1,15

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

UTILE NETTO ADJUSTED

L'utile netto *adjusted* di competenza degli azionisti Eni è di 2.876 mln, in diminuzione di 1.707 mln rispetto al 2018 che chiudeva con 4.583 mln, per effetto della flessione della *performance* operativa, parzialmente compensata dal miglioramento della gestione finanziaria (+135 mln): ciò riflette la circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

Vengono evidenziati nella tabella che segue i ricavi della gestione caratteristica distinti per settori di attività:

Tabella 52 - Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)

	2019	2018	Var. ass.	Var. %
<i>Exploration & Production</i>	23.572	25.744	(2.172)	(8,44)
<i>Gas & Power</i>	50.015	55.690	(5.675)	(10,19)
<i>Refining & Marketing</i> e Chimica	23.334	25.216	(1.882)	(7,46)
Corporate e altre attività	1.681	1.589	92	5,79
Elisioni di consolidamento	(28.721)	(32.417)	3.696	11,40
Ricavi della gestione caratteristica	69.881	75.822	(5.941)	(7,84)

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

²¹ L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio 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 stato di 3.592.249.603 (3.601.140.133 nel 2018 e nel 2017).

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio 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 messe in circolazione.

Al 31 dicembre 2019 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 2.251.406 per l'esercizio 2019 (2.782.584 nell'esercizio 2018).

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2019 (69.881 mln) sono diminuiti di 5.941 mln rispetto al 2018 (-7,84 per cento). I ricavi della *Exploration & Production* (23.572 milioni) evidenziano una riduzione dell'8,4 per cento per effetto del deterioramento delle quotazioni del Brent e dei prezzi del gas in Europa, che ha comportato una riduzione dei prezzi medi di realizzo in dollari degli idrocarburi dell'8,3 per cento; inoltre la riduzione riflette l'effetto del deconsolidamento di Eni Norge, consolidata integralmente nel 2018. I ricavi del settore *Gas & Power* (50.015 mln), in riduzione di 5.675 mln (-10,2 per cento), scontano la riduzione delle quotazioni del prezzo del gas in Europa e delle quotazioni del GNL, per effetto del deterioramento dello scenario asiatico e dei minori volumi commercializzati. I ricavi del settore *Refining & Marketing e Chimica* (23.334 mln) si riducono di 1.882 mln (-7,5 per cento) per effetto della flessione delle quotazioni medie di benzine e gasoli, nonché del calo dei prezzi medi unitari di vendita della chimica e della riduzione delle vendite, principalmente nel segmento degli intermedi.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi, pari a 1.160 mln, sono in aumento di 44 mln sul 2018 e comprendono le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda, che riguardano per 146 mln *asset* del settore *Exploration & Production* e altri proventi, di cui 368 mln relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in *leasing* di competenza dei partner delle *joint operation* non incorporate operate dall'Eni.

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

La posta, di 50.874 mln, è diminuita, nell'esercizio in esame, di 4.748 (-8,5 per cento) - al netto delle svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti, che passano da 415 mln a 432 mln - per effetto essenzialmente della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti *long-term* e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Costo del lavoro

Il costo del lavoro di 2.996 mln è diminuito di 97 mln rispetto al 2018 (-3,1 per cento)

principalmente per effetto della circostanza che nel 2018 sono stati previsti oneri per incentivazione all'esodo, relativi principalmente al piano di uscita anticipata di personale Eni gas e luce SpA, ai sensi dell'art. 4, legge 28 giugno 2012, n. 92 (c.d. "legge Fornero).

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

La voce, ammontante complessivamente a 10.594 mln, si è incrementata di 2.640 mln (+33,2 per cento), mentre i soli ammortamenti sono aumentati di 1.118 mln (+16 per cento), principalmente nel settore *Exploration & Production*, per effetto essenzialmente della rilevazione degli ammortamenti relativi all'attività per diritto d'uso, come previsto dall'applicazione dell'IFRS 16, in luogo dei canoni di *leasing* operativi, rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile, in vigore sino all'esercizio 2018 nonché degli avvii e *ramp-up* di nuovi progetti.

UTILE OPERATIVO

Il saldo operativo nel 2019, pari ad un utile di 6.432 mln, registra un peggioramento di 3.551 mln rispetto al 2018.

Nella tabella che segue il saldo operativo viene distinto per settori di attività ed evidenzia come il decremento più rilevante sia riconducibile al settore E&P.

Tabella 53 - Utile operativo*(milioni di euro)*

	2019	2018	Var. ass.
<i>Exploration & Production</i>	7.417	10.214	(2.797)
<i>Gas & Power</i>	699	629	70
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	(854)	(380)	(474)
<i>Corporate e altre attività</i>	(710)	(691)	(19)
Effetto eliminazione utili interni	(120)	211	(331)
Utile (perdita) operativo	6.432	9.983	(3.551)

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

La tabella seguente evidenzia l'utile operativo *adjusted* (che, come è noto, si calcola escludendo l'utile di magazzino e le voci straordinarie, rappresentate da oneri netti), pari a 8.597 mln, con una diminuzione del 23,5 per cento rispetto alla corrispondente voce del 2018 (11.240 mln). Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norve del 2018 e al netto dell'effetto scenario/tassi di attualizzazione e dello IFRS 16, il risultato aumenta del 5 per cento. Tale *trend* riflette il contributo del settore *E&P*, che ha registrato un miglioramento della *performance* operativa del 7 per cento, dell'effetto dei minori tassi di attualizzazione sui costi d'abbandono, capitalizzati con conseguenti maggiori ammortamenti, per effetto della crescita delle produzioni.

Tabella 54 - Utile operativo *adjusted**(milioni di euro)*

	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	6.432	9.983	(3.551)	(35,57)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(223)	96	(319)	(332,29)
Esclusione special item	2.388	1.161	1.227	105,68
Utile (perdita) operativo <i>adjusted</i>	8.597	11.240	(2.643)	(23,51)
Dettaglio per settore di attività:				
<i>Exploration & Production</i>	8.640	10.850	(2.210)	(20,37)
<i>Gas & Power</i>	654	543	111	20,44
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	(48)	380	(428)	(112,63)
<i>Corporate e altre attività</i>	(624)	(606)	(18)	(2,97)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(25)	73	(98)	(134,25)
Totale	8.597	11.240	(2.643)	(23,51)

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Il settore G&P ha conseguito un utile operativo *adjusted* di 654 mln, +20 per cento. La *performance* del *business wholesale gas* riflette principalmente il contributo delle ottimizzazioni del portafoglio gas e power in Europa, che ha beneficiato di uno scenario di mercato particolarmente volatile, parzialmente assorbito dal minor contributo del *business GNL* impattato negativamente dallo scenario economico in Asia con ricadute sui margini e sui volumi. Il *business retail* ha beneficiato della maggiore efficacia dell'azione commerciale, dei maggiori ricavi *extracommodity* e minori costi operativi.

Il settore R&M e Chimica sconta il continuo deterioramento dello scenario di raffinazione, nonché l'accentuarsi della pressione competitiva nella chimica.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

Gli oneri finanziari netti, pari a 879 mln, registrano un miglioramento di 92 mln rispetto al 2018. principali *driver* sono stati: (i) la variazione positiva del *fair value* dei derivati su cambi (+338 mln), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "*hedges*" in base allo IFRS 9, compensata dalle differenze cambio (-91 mln); (ii) la riduzione degli altri oneri finanziari, che riflette la circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo (circa 270 mln); e (iii) la rilevazione di proventi su cambi realizzati con il rimborso del capitale di alcune controllate con valute diverse dall'euro. Tali variazioni positive sono state in parte compensate dalla rilevazione degli interessi passivi maturati sulla *lease liability* (378 mln).

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni ammontano a 193 mln (1.095 mln nel 2018) e riguardano:

- i dividendi di 247 mln ricevuti da partecipazioni minoritarie, misurate al *fair value*, con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (186 mln) e alla Saudi *European Petrochemical Co.* (46 mln);
- le quote di competenza delle perdite dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi -88 mln attribuibili essenzialmente alle perdite nette delle imprese partecipate dei settori *downstream*, in parte compensate dal contributo della *joint venture upstream Vår Energi* (49 mln).

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 5.591 mln e diminuiscono di 379 mln per effetto essenzialmente del decremento dell'utile ante imposte (-4.361 mln rispetto al 2018). Il *tax rate* si attesta al 97 per cento rispetto al 59 per cento del 2018, influenzato dal maggiore *tax rate* della *E&P*. Quest'ultimo valore riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico e la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che prevedono aliquote legali significativamente più contenute e la svalutazione di circa 0,9 miliardi di imposte differite attive delle società italiane dovuta alle minori prospettive di redditività.

8.4. Il rendiconto finanziario

Il rendiconto finanziario riclassificato, di seguito riportato, viene elaborato dalla Società allo scopo di permettere il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato.

Tale collegamento è operato tramite il "*free cash flow*", che costituisce l'avanzo o il *deficit* di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti.

Tabella 55 - Rendiconto finanziario

(milioni di euro)

	2019	2018	Var. ass.
Utile (perdita) netto	155	4.137	(3.982)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	10.480	7.657	2.823
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(170)	(474)	304
- dividendi, interessi e imposte	6.224	6.168	56
Variazione del capitale di esercizio	366	1.632	(1.266)
Dividendi incassati da partecipate	1.346	275	1.071
Imposte pagate	(5.068)	(5.226)	158
Interessi (pagati) incassati	(941)	(522)	(419)
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.392	13.647	(1.255)
Investimenti tecnici	(8.376)	(9.119)	743
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(3.008)	(244)	(2.764)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	504	1.242	(738)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(254)	942	(1.196)
Free cash flow	1.258	6.468	(5.210)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(279)	(357)	78
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(1.540)	320	(1.860)
Rimborso di passività per beni in <i>leasing</i>	(877)		(877)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.424)	(2.957)	(467)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	1	18	(17)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(4.861)	3.492	(8.353)
Variazione dell'indebitamento finanziario netto			
Free cash flow	1.258	6.468	(5.210)
Rimborso di passività per beni in <i>leasing</i>	(877)		(877)
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(18)	18
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	13	(499)	512
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(158)	(367)	209
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.424)	(2.957)	(467)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	(3.188)	2.627	(5.815)
Effetti prima applicazione IFRS 16	(5.759)		(5.759)
Rimborsi <i>lease liability</i>	877		877
Accensioni del periodo e altre variazioni	(766)		(766)
Variazione passività per beni in <i>leasing</i>	(5.648)		(5.648)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	(8.836)	2.627	(11.463)

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2019 è pari a 11.477 mln (17.125 mln post passività per *leasing* ex IFRS 16) con una riduzione di 3.188 mln rispetto al 2018. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 24.518 mln, di cui 5.608 mln a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 3.156 mln) e 18.910 mln a lungo termine. La variazione dell'indebitamento finanziario netto è riferita per 5.759 mln alla rilevazione iniziale della *lease liability* in applicazione dell'IFRS 16, che comprende anche la riclassifica di 128 mln di debiti per canoni di *leasing outstanding* all'1/1/2019, precedentemente classificati come commerciali. La variazione è riferibile per circa 1.976 mln alla quota di *lease liability* di competenza dei *partner* delle *unincorporated joint venture* operate dall'Eni, che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle *cash call*.

In particolare, il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di 12.392 mln e comprende dividendi di 1.346 mln incassati dalle *joint venture*, collegate e altre partecipazioni minoritarie integrate nella strategia e nei piani di sviluppo di Eni. L'ammontare principale riguarda la *joint venture* Vår Energi con 1.057 mln.

Il flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo, esclusi accantonamenti straordinari per perdite su crediti e per oneri di 0,3 miliardi, si ridetermina in 12,1 miliardi in leggera riduzione rispetto al 2018 (-4 per cento) nonostante il rilevante peggioramento dello scenario. Il flusso di cassa netto da attività operativa registra un beneficio di 666 mln per effetto dell'adozione dello IFRS 16 poiché i canoni di *leasing* per la quota capitale relativi a beni di esercizio non sono più rilevati come costi operativi, ma sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

I fabbisogni per gli investimenti del periodo sono stati di 11.384 mln e includono il corrispettivo dell'acquisizione del 20 per cento in ADNOC Refining (2,9 miliardi) e i *cash out* per l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria ed altre componenti non organiche (0,4 miliardi). Al netto di tali componenti non organiche e degli anticipi commerciali incassati da *partner* egiziani (0,3 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti tecnici sono stati

di 7,73 miliardi. Il *cash out* per investimenti registra un beneficio di 211 mln per effetto dell'adozione dello IFRS 16, poiché i canoni di *leasing* di beni utilizzati in progetti di investimento per la quota capitale sono parte del flusso di cassa netto da attività di

finanziamento. L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un beneficio di 877 mln sul *free cash flow*.

9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

1. Eni S.p.A. opera, quale impresa integrata, in tutta la filiera dell'energia, svolgendo attività di esplorazione, produzione e distribuzione di prodotti che spaziano tra energia elettrica, gas naturale, metano e petrolio.

Nel 2019, in una situazione di flessione dello scenario petrolifero (-9 per cento la quotazione Brent) e del più accentuato calo dei prezzi del gas a causa dell'eccesso di offerta globale e della contrazione della domanda asiatica, ha puntato, in linea con gli anni precedenti, sul settore dell'esplorazione, anche attraverso la collaudata strategia "*dual exploration model*", e sul rafforzamento della propria piattaforma produttiva, diversificando la presenza geografica, grazie all'espansione in Medio Oriente sia nell'*upstream*, sia con l'acquisizione del 20 per cento in ADNOC Refining, alla crescita in Egitto e Indonesia e all'ingresso in Messico, allo sviluppo su scala globale del *business* del gas naturale, nonché al potenziamento della piattaforma produttiva in Norvegia con l'operazione Vår Energi e il successivo acquisto da parte di questa società degli *asset* Exxon Mobil.

Nell'esercizio in esame gli effetti delle accennate congiunture negative sono stati in parte attenuati dalla crescita della produzione di idrocarburi, che ha raggiunto il *plateau* di 1,87 mln di boe/giorno e dalla tenuta dei *business retail* (*Gas & Power* e vendite carburanti rete ed extrarete).

L'utile operativo *adjusted* nei diversi settori di attività, infatti, registra una *performance* positiva nel *Gas & Power* (+111 mln sul 2018), mentre mostra una diminuzione negli altri settori (-2.210 mln nell'*Exploration & Production*; -428 mln nel *Refining & Marketing* e Chimica; -18 mln nel settore *Corporate* e altre attività).

Nel corso del 2020, a seguito della crisi del mercato petrolifero caratterizzato da eccesso di offerta, scorte elevate e scarsa domanda, dovuta anche alle forti ripercussioni della pandemia COVID 19, Eni ha rivisto a più riprese i piani industriali e i programmi operativi mettendo in campo un insieme di azioni finalizzate a rafforzare la liquidità e la struttura patrimoniale, difendere la redditività e aumentare la resilienza allo scenario in attesa di tornare a crescere, accelerando nel contempo l'evoluzione del *business* in chiave *low carbon*. Tra le azioni avviate nel corso del 2020 rientra l'adozione di uno scenario petrolifero che prevede un prezzo del Brent a 60 dollari /barile, rispetto ai precedenti 70 dollari/barile; il

varo di una nuova struttura organizzativa; la ridefinizione di una *remuneration policy* per gli azionisti; l'emissione di bond ibridi dell'ammontare complessivo di 3 miliardi.

Da febbraio 2020 gli eventi connessi alla pandemia COVID-19, con il conseguente *lockdown* delle economie mondiali e le pesanti limitazioni agli spostamenti delle persone, hanno infatti determinato il crollo della domanda degli idrocarburi in un quadro di *oversupply* strutturale del mercato petrolifero, comportando una riduzione senza precedenti dei prezzi degli idrocarburi. Nel primo semestre 2020, secondo i dati diffusi dalla società, il prezzo del petrolio di riferimento Brent si è ridotto in media del 40 per cento rispetto al primo semestre 2019, mentre i prezzi del gas naturale hanno registrato una flessione media del 50 per cento. Questi sviluppi negativi hanno inciso sui risultati operativi e il *cash flow* dell'Eni, il cui andamento dovrà essere attentamente monitorato.

La Società prevede di trarre benefici dalla progressiva implementazione delle iniziative incluse nel Piano strategico di lungo termine al 2050 e nel Piano d'azione 2020-2023, che hanno l'obiettivo di costruire un portafoglio di *business* più sostenibile e ridurre significativamente le emissioni, accelerando il processo di decarbonizzazione, ossia la transizione verso la graduale eliminazione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dall'uso di combustibili fossili.

Il primo è volto a cogliere le opportunità offerte dalla transizione energetica e a ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività, in un orizzonte temporale fino al 2050, in coerenza con quanto previsto nel Piano strategico quadriennale. Contestualmente, il Piano di investimenti quadriennale, focalizzato su progetti ad alto valore e rapido ritorno, è caratterizzato da un elevato livello di flessibilità.

In particolare il Piano di investimenti per l'*upstream*, che rappresenta il 74 per cento del totale, è diversificato in termini geografici grazie agli sviluppi in Medio Oriente, Africa, Norvegia e Messico. Sotto il profilo gestionale ed operativo, per la Società continua a svolgere un ruolo prevalente il settore *upstream*, la ristrutturazione del *mid-downstream* ed il rafforzamento della struttura patrimoniale e finanziaria.

2. La forza lavoro del Gruppo è aumentata passando da 30.950 unità del 2018 (di cui 10.374 all'estero) a 31.321 del 2019 (di cui 10.243 all'estero), mentre il costo del lavoro nel 2019 è diminuito di 97 mln rispetto al 2018, passando da 3.093 mln a 2.996 mln, principalmente per effetto degli oneri per incentivazione all'esodo stanziati nel 2018, relativi al piano di

uscita anticipata di personale Eni gas e luce SpA.

Anche il personale di Eni S.p.A. risulta in aumento rispetto al 2018 e passa da 11.686 a 11.964 unità, principalmente a fronte del piano assunzioni effettuato nel 2019, per proseguire nel piano di consolidamento ed evoluzione delle competenze, cui consegue anche un lieve aumento del costo del lavoro, che passa da 1.128 mln del 2018 a 1.185 mln del 2019.

3. Eni e le società controllate sono parti in procedimenti civili e amministrativi collegati allo svolgimento delle attività aziendali, ovvero interessate da procedimenti penali nei riguardi di componenti degli organi o di dirigenti, per ipotesi di reati connessi a tali attività. Al riguardo è previsto in bilancio un fondo rischi di 850 mln al 31 dicembre 2019 (824 mln al 31 dicembre 2018), per far fronte a contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti *antitrust* e di altra natura.

Tutto ciò postula, ad avviso della Corte, la necessità di proseguire in azioni costanti e adeguate, da parte degli organi e del *management*, nell'ambito delle rispettive competenze, da un lato per prevenire e contrastare, anche mediante ulteriori interventi correttivi sulle procedure adottate, i comportamenti non corretti, dall'altro per valutare accuratamente e tempestivamente gli effetti economico-finanziari meritevoli di adeguata attenzione, anche ai fini della determinazione di adeguati accantonamenti in bilancio.

4. In ordine ai principali risultati economico-finanziari, Eni S.p.A. chiude l'esercizio 2019 con un utile netto di 2.978 mln in diminuzione di 195 mln rispetto al 2018, in cui era stato di 3.173 mln, per effetto, essenzialmente, della riduzione del risultato operativo (-1.844 mln) e dei maggiori oneri di imposta (387 mln) connessi con le maggiori svalutazioni delle imposte anticipate operate in relazione alla previsione della loro recuperabilità. Tali effetti sono stati in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni (1.988 mln) connessi essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate. Il patrimonio netto di Eni si è attestato a 41.636 mln, in diminuzione del 2,3 per cento rispetto al 2018 (esercizio in cui era pari a 42.615 mln).

5. I risultati di Gruppo evidenziano nel 2019 un utile netto di 155 mln rispetto a quello di 4.137 mln del 2018. L'utile netto di competenza Eni di 148 mln è anch'esso in diminuzione

di 3.978 mln rispetto al 2018. Tali risultati sono maturati in un contesto operativo e di mercato caratterizzato dal rallentamento del ciclo macroeconomico globale, dalla decelerazione nel commercio internazionale innescata dalla “*trade dispute*” tra USA e Cina, nonché da sviluppi geopolitici avversi che hanno aumentato l’incertezza negli operatori, condizionando in alcune aree specifiche in modo diretto la *performance* dell’Eni.

L’insieme di questi fattori ha frenato la domanda di *commodity* energetiche e i consumi di carburanti e di materie plastiche a livello globale, amplificando gli impatti negativi della sovrapproduzione di petrolio e gas nella fase *upstream* e della pressione competitiva da parte di produttori con strutture di costo più vantaggiose e dell’eccesso di capacità nelle fasi *downstream* raffinazione/chimica.

In tale scenario, il Gruppo ha registrato la flessione generalizzata dei prezzi di realizzo e dei margini in tutti i settori di *business* con un impatto in termini di minore EBIT stimato in -2,5 miliardi, dovuto principalmente al crollo dei prezzi del gas *upstream* in tutte le aree geografiche, con particolare riguardo alle vendite in Europa (PSV Italia -34 per cento), nonché dei margini del GNL.

Tali fattori negativi sono stati in parte attenuati dalla crescita della produzione di idrocarburi che ha raggiunto il plateau di 1,87 mln di boe/giorno, da azioni di efficienza e di ottimizzazione e in generale dalla tenuta dei *business retail* (*Gas & Power* e vendite carburanti rete ed extrarete), dovuta all’efficacia dell’azione commerciale e alla continua innovazione di prodotto/servizio. Inoltre, l’utile operativo è stato penalizzato da circa 2,2 miliardi di svalutazioni, principalmente di proprietà *Oil & Gas* e delle raffinerie, a causa principalmente della revisione dello scenario margini e di minori *performance* di giacimento. L’utile netto è stato penalizzato anche dai minori proventi da partecipazioni (-902 mln) rispetto al 2018 in cui è stata registrata la plusvalenza sull’operazione Vår Energi (889 mln) e la ripresa di valore di 262 mln di Angola LNG, nonché dal peggioramento del *tax rate reported* dovuto al maggiore *tax rate* della *E&P*, che riflette la maggiore incidenza dell’imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità.

Il patrimonio netto del Gruppo, comprese le interessenze di terzi, è diminuito di 3.177 mln, passando da 51.016 mln al 31 dicembre 2018 a 47.839 al 31 dicembre 2019 per effetto, principalmente, del decremento dell’utile dell’esercizio (-3.978 mln).

Il *cash flow* di Gruppo ammonta a 12,39 mld, in diminuzione, rispetto ai 13,65 mld del 2018, del 9 per cento e comprende dividendi di 1.346 mln incassati dalle *joint venture*, collegate e altre partecipazioni minoritarie integrate nella strategia e nei piani di sviluppo di Eni.

CORTE DEI CONTI - SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

