84573/550

Diritti umani

Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si attende che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è espresso nella Dichiarazione di Eni per il rispetto dei diritti umani approvata a dicembre 2018 dal CdA di Eni. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui è concentrato tale impegno e su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani[31] e perseguendo un'ottica di miglioramento continuo. Eni ha approfondito tale impegno all'interno di un report dedicato, Eni for Human Rights, pubblicato per la prima volta a dicembre 2019[32].

I diritti umani rientrano tra le materie su cui il Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del CdA. Nel 2019 il CSS ha approfondito le attività svolte nel corso dell'anno e ha analizzato il risultato conseguito nella terza edizione del Corporate Human Rights Benchmark (CHRB), in cui Eni risulta tra le imprese che maggiormente hanno aumentato il punteggio rispetto alla prima edizione, confermandosi best performer nella sezione "Company Human Rights Practices".

Nel 2019 l'AD di Eni ha confermato l'impegno dell'azienda sul tema, sia firmando la "CEO Guide to Human Rights" del WBCSD (World Business Council for Sustainable Development), che include una sua dichiarazione sull'importanza del rispetto dei diritti umani e sul miglioramento delle norme in materia di business e diritti umani di Eni, sia partecipando ad una video intervista per la campagna di lancio del WBCSD[33] di questa guida.

Con riferimento alla formazione, in continuità con il percorso di sensibilizzazione interno sul tema diritti umani avviato nel 2016, nel 2019 sono stati erogati specifici corsi e-learning dedicati alle funzioni maggiormente coinvolte, allo scopo di creare internamente un linguaggio e una cultura comune e condivisa sui diritti umani e a migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia.

Nel corso del 2019 sono state inoltre completate le azioni descritte nel piano pluriennale realizzato dal Gruppo di Lavoro avviato nel 2017, in cui erano state identificate le principali aree di miglioramento e definite le azioni necessarie per il continuo progresso delle proprie performance. Tali azioni, associate alle 4 macro aree in cui sono raggruppati i cd. "Salient Issue"[34] di Eni, ovvero diritti umani (i) sul **posto di lavoro**[35], (ii) nelle comunità, (iii) nella catena di fornitura e (iv) nelle operazioni di security, sono state recepite in specifici obiettivi manageriali direttamente collegati alle performance sui diritti umani, assegnati a tutti i 18 primi riporti dell'AD.

Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti, derivanti dalla realizzazione di progetti industriali**. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based che si avvale di numerosi elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio Verisk Maplecroft, al fine di classificare i progetti di business delle attività upstream in base al potenziale rischio diritti umani e di individuare le opportune misure di gestione. In base a questa impostazione, i progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante l'esecuzione di dedicati "Human Rights Impact Assessment" (HRIA). Nel 2019 è stato svolto uno studio HRIA in Messico, riferito al progetto di sviluppo avviato nell'Area 1 dell'offshore (shallow waters) del Golfo del Messico, per il quale Eni si è avvalsa del supporto del Danish Institute for Human Rights. In Mozambico e in Angola, sempre nel 2019 è stato perfezionato il Piano di Azione relativo a due analisi sui diritti umani svolte nel 2018, (i cui Report sono stati emessi nel corso dell'anno), e sono stati svolti ulteriori due approfondimenti su nuove aree.

Nel 2019 è stato inoltre condotto un assessment di approfondimento per le attività downstream, volto a identificare le tematiche maggiormente rilevanti sui diritti umani nei processi di Refining & Marketing, a seguito del quale è stato predisposto uno specifico piano di azione.

La promozione e la tutela dei **diritti umani nella catena di fornitura** è garantita attraverso attività di assessment e l'applicazione di criteri basati su standard internazionali, come gli standard SA 8000. Nel 2019 sono stati oggetto di tali assessment 9 fornitori, di cui 1 dell'Ecuador, 3 del Vietnam, 1 del Messico e 4 della Tunisia. Eni, inoltre, è impegnata nella diffusione di un codice di condotta rivolto ai fornitori, che ribadisca l'importanza del rispetto dei principi cardine di sostenibilità nella catena di fornitura. Ulteriori azioni per contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati a violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondite rispettivamente nel "Slavery and Human Trafficking Statement"[36] e nella Posizione sui "Conflict minerals"[37].

Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights. In linea con il suo impegno, Eni ha progettato un insieme coerente di regole e strumenti per garantire che: (i) i termini contrattuali comprendano disposizioni sul rispetto dei diritti umani; (ii) i fornitori delle forze di sicurezza siano selezionati, tra gli altri, in base a criteri afferenti i diritti umani, (iii) gli operatori e i supervisori della sicurezza ricevano formazione adeguata sul rispetto dei diritti umani; (iv) gli eventi considerati più a rischio siano gestiti conformemente agli standard internazionali. Inoltre, Eni sta sviluppando un processo di "human rights due diligence" volto ad identificare il rischio di

(31) UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs)
(32) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/enifor-human-rights.pdf.
(33) Si veda: https://www.youtube.com/watch?v=xFgmRtYHn4s&feature=emb_logo.
(34) Le questioni salienti, o salient issue, identificano le principali tematiche identificate in Eni relativamente ai Diritti Umani.
(35) Si rimanda alla sezione "Persone" alle pagine 126-128.
(36) In conformità alla normative inglese Modern Slavery Act 2015.
(37) In adempimento alla normativa della US SEC.

84573 | 551

impatto negativo sui diritti umani in relazione alle attività di security e valutare il ricorso ad eventuali misure preventive e/o di mitigazione.
A complemento di tutte le azioni intraprese per assicurare il rispetto dei diritti umani, dal 2006 è vigente una procedura Eni, inserita anche tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento di segnalazioni inviate o trasmesse da stakeholder, Persone di Eni e altri soggetti terzi, anche in forma confidenziale o anonima.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2019 è proseguito il programma di formazione Human Rights sia con moduli formativi specifici che con campagne accessibili via web da tutti i dipendenti (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 sono state avviate le nuove campagne di formazione per tutta la popolazione Eni: "Sostenibilità in tema di stakeholder, reporting e diritti umani" e "SDGs". Il tema dei diritti umani & security è poi regolarmente affrontato in tutti i percorsi formativi rivolti al personale di sicurezza, tra cui i workshop dedicati ai Security Officer di nuova nomina, di cui, nel 2019, è stata realizzata una terza edizione. Nel 2019 è stata inoltre garantita l'erogazione del corso e-learning "Security & Human Rights", rivolto sia ai nuovi ingressi nella Funzione di Security sia a risorse che non avevano ancora effettuato il corso. L'e-learning è stato realizzato in tre lingue (italiano, inglese e francese), al fine di ampliarne la fruibilità. Anche grazie ai corsi sopra menzionati, la percentuale di personale appartenente alla famiglia professionale di Security formato in tema di diritti umani si è attestata al 92%.
Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le consociate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. Nel 2019, la sessione formativa è stata realizzata in Pakistan e in Nigeria ed è stata indirizzata alle Forze di Sicurezza, pubblica e privata, che svolgono la loro attività presso i siti direzionali ed operativi di Eni.
Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2019 è stata completata l'istruttoria su 74 fascicoli[38], di cui 20[39] includevano tematiche afferenti i diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori. Tra queste 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 risultano ancora aperti 15 fascicoli, in 8 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

Principali indicatori di performance

		2019	2018	2017
Ore dedicate a formazione sui diritti umani	(numero)	26.845	10.653	7.805
In classe		108	164	52
Distance		25.737	10.489	7.753
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani[a]	(%)	97	91	74
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani[b]	(numero)	696	73	308
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani[c]	(%)	92	96	88
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		97	90	88
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti il rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno[d]:	(numero)	20 (26)	31 (34)	29 (32)
Asserzioni fondate		7	9	3
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		8	9	9
Asserzioni non fondate/not applicable[e]		11	16	20

(a) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sui numero totale dei dipendenti iscritti.
(b) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative.
(c) Si tratta di un valore percentuale cumulato. La variazione rispetto al dato del 2018 (pari al 96%) è imputabile ad una modifica di perimetro, dovuta all'inserimento di nuove risorse da formare ed all'uscita di risorse già formate.
(d) I dati relativi all'anno 2017 includono 1 fascicolo con 1 asserzione non fondata/non applicable riferito a società non consolidate integralmente.
(e) Classificazione introdotta nel 2019. Sono classificate come tali le segnalazioni/asserzioni in cui i fatti segnalati: i) coincidono con l'oggetto del pre-contenzioso, contenzioso e indagine; ii) non sono qualificabili come Segnalazioni Circostanziate Verificabili non ritenendo pertanto possibile avviare la fase di accertamento; iii) Circostanziati Verificabili per i quali, alla luce degli esiti delle verifiche preliminari condotte, non si valuta necessario l'avvio della successiva fase di accertamento.

(38) 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.
(39) Tutti relativi a società consolidate con il metodo integrale.

84573/552

Fornitori

Eni adotta criteri di qualifica e selezione dei fornitori per valutarne la capacità di soddisfare gli standard aziendali in materia di affidabilità etica, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori e coinvolgendoli nel processo di prevenzione dei rischi. A tal fine, nell'ambito del proprio processo di Procurement, Eni: (i) sottopone tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne professionalità, capacità tecnica, affidabilità etica, economica e finanziaria e per minimizzare i rischi insiti nell'operare con terzi; (ii) richiede a tutti i fornitori un formale impegno al rispetto dei principi del proprio Codice Etico (quali la tutela e promozione dei diritti umani[40], rispetto di standard di lavoro sicuri, salvaguardia dell'ambiente, contrasto alla corruzione, osservanza di leggi e regolamenti, integrità etica e correttezza nelle relazioni, rispetto delle norme antitrust e di concorrenza leale); (iii) monitora il rispetto di tali impegni, per assicurare il mantenimento da parte dei fornitori di Eni dei requisiti di qualifica nel tempo; (iv) qualora emergano criticità richiede l'implementazione di azioni di miglioramento dei loro modelli operativi o qualora non soddisfino gli standard minimi di accettabilità, ne limita o inibisce l'invito a gare.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2019, circa 6.000 fornitori (tra cui tutti i nuovi) sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (es. salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anti-corruzione, compliance). Questo numero è in sensibile crescita rispetto all'anno precedente grazie all'inclusione dei dati relativi ad ulteriori due Controllate estere (Eni US ed Eni Angola) e ad affinamenti nel sistema di reportistica, che hanno permesso di valorizzare completamente anche l'attività di aggiornamento delle qualifiche scadute. Per il 15% di questi fornitori sono state rilevate potenziali criticità e/o possibili aree di miglioramento, tali comunque da non compromettere, nell'89% dei casi, la possibilità di farvi potenzialmente ricorso, mentre per il restante 11% dei fornitori oggetto di verifica le criticità rilevate hanno comportato l'interruzione protempore dei rapporti con Eni. Nel 2019 sono infatti state rilevate criticità e/o aree di miglioramento su 898 fornitori e 96 di essi hanno ricevuto una valutazione negativa in fase di qualifica oppure sono stati oggetto di un nuovo provvedimento ostativo (stato di attenzione con nullaosta, sospensione o revoca della qualifica) o di una conferma dello stato ostativo pre-esistente, emesso da Eni spesso in forma cautelativa anche verso fornitori non direttamente contrattualizzati. Le criticità rilevate (con conseguente richiesta di implementazione di piani di miglioramento) durante il processo di qualifica o l'assessment Human Rights sono riconducibili a tematiche HSE o a violazioni di Diritti umani, ad esempio a norme salute e sicurezza, violazione del Codice Etico, corruzione, eco-reati.

Principali indicatori di performance

		2019	2018	2017
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	5.906	5.184	5.055
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento		898	1.008	1.248
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		96	95	65
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	(%)	100	100	100

(40) Sul portale dei fornitori di Eni, è disponibile un video in cui 4 testimonial Eni illustrano i contenuti principali della Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani (per maggiori approfondimenti si veda: https://esupplier.eni.com/PFU/it-IT/formazioneeiniziative.page?).

84573 /553

Trasparenza e lotta alla corruzione

Eni aderisce al Global Compact che incoraggia le aziende aderenti ad allineare le proprie attività ai dieci principi universalmente riconosciuti in termini di diritti umani, lavoro, ambiente, trasparenza e lotta alla corruzione e a contribuire al raggiungimento degli SDGs. A dimostrazione del suo impegno costante a favore dei Principi delle Nazioni Unite per il business responsabile, nel 2019 Eni è stata confermata nel Global Compact (GC) LEAD e riconosciuta come uno dei partecipanti più attivi all'iniziativa sulla sostenibilità d'impresa.

I principi del GC sono riflessi nel Codice Etico di Eni; in particolare il ripudio della corruzione è uno dei principi fondamentali del Codice Etico di Eni, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e del Modello 231. Inoltre, a partire dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il Compliance Program Anti-Corruzione, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli volto a prevenire pratiche corruttive. Tutte le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, sono obbligate ad adottare, con delibera del proprio CdA[41], sia la Management System Guideline (MSG)[42] che tutti gli altri strumenti normativi anti-corruzione emessi da Eni SpA.

Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni SpA è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Ai fini del mantenimento di detta certificazione, Eni SpA è sottoposta annualmente ad audit di sorveglianza da parte dell'ente certificatore e a dicembre 2019 si è concluso con esito positivo il primo audit di ricertificazione.

Per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni, sin dal 2010, è stata costituita l'unità anti-corruzione, incaricata di fornire supporto specialistico alle linee di business e alle società controllate in Italia e all'estero nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità dei partner a rischio (cd. "due diligence") e nell'elaborazione dei relativi presidi contrattuali in aree a rischio di corruzione. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con i partner, specifiche clausole anti-corruzione che prevedono, tra l'altro, l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nella MSG Anti-Corruzione di Eni.

L'unità anti-corruzione realizza altresì un programma di formazione anti-corruzione, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula come workshop generali e job specific training. I workshop offrono una panoramica sulle leggi anti-corruzione applicabili a Eni, sui rischi che potrebbero derivare dalla loro violazione per persone fisiche e giuridiche e sul Compliance Program Anti-Corruzione adottato per far fronte a tali rischi. Generalmente insieme ai workshop vengono realizzati job specific training, ossia eventi formativi destinati ad aree professionali a specifico rischio di corruzione. Al fine di ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative, è stata definita una metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni sulla base del livello di rischio di corruzione in funzione di specifici driver di rischiosità come ad esempio Paese, qualifica, famiglia professionale. Il roll-out applicativo della metodologia è stato effettuato a marzo 2019.

L'unità anti-corruzione, inoltre, sottopone agli organi di controllo e al Chief Financial Officer di Eni SpA, una relazione periodica sulle attività della funzione di compliance anti-corruzione e una reportistica trimestrale di sintesi degli strumenti normativi emessi nel periodo[43].

Inoltre, nell'anno 2019, l'unità anti-corruzione ha proseguito il programma di formazione anti-corruzione, sia on-line che in aula, per alcune categorie di partner di Eni. L'obiettivo di tale programma è quello di sensibilizzare i terzi sul tema della corruzione e in particolare su come riconoscere un comportamento corruttivo e come prevenire la violazione delle leggi anti-corruzione nell'ambito della loro attività professionale.

Per valutare l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione, nell'ambito del piano integrato di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sulle attività rilevanti, con interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente.

A testimonianza del suo impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un buon uso delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005[44]. In tale contesto, Eni partecipa attivamente sia a livello locale, attraverso i Multi Stakeholder Group nei Paesi aderenti, che nell'ambito delle iniziative del Board a livello internazionale.

Infine Eni pubblica annualmente la "Relazione sui pagamenti ai governi" dal 2015 su base volontaria e, a partire dal 2017, in ottemperanza agli obblighi di reporting introdotti alla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive). Inoltre, in conformità alla legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting - BEPS"[45]. Sempre nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale, tale report è oggetto di pubblicazione da parte di Eni malgrado l'assenza di obblighi normativi al riguardo.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2019 sono stati svolti, in 20 Paesi, 27 interventi di audit che hanno previsto verifiche anti-corruzione confermando nel complesso l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione.

Nel 2019 è stata avviata una nuova campagna di formazione on-line sui temi anticorruzione tutta la popolazione aziendale. In parti-

(41) O in alternativa dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.

(42) Le MSG rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni per la gestione dei processi operativi, di supporto al business e dei processi trasversali di compliance e di governance.

(43) Si ricorda che nel 2017 è stata svolta una board induction rivolta al Collegio Sindacale e nuovi amministratori sui processi di compliance integrata e Internal Audit, con focus su Segnalazioni e verifiche integrative sugli strumenti normativi anti-corruzione.

(44) Iniziativa globale per promuovere un uso responsabile e trasparente delle risorse finanziarie generate nel settore estrattivo.

(45) Il BEPS è il piano d'azione definito dal G20 e dall'OCSE che stabilisce a livello internazionale regole uniche e trasparenti in materia fiscale, al fine di rendere inefficaci le strategie di erosione della base imponibile e di traslazione dei profitti da parte delle imprese multinazionali. Il piano si articola in 15 Action di cui la numero 13 (Transfer Pricing Documentation and Country-by-Country Reporting) prevede la redazione del Country by Country Report che raccoglie dati su volume d'affari, profitti e imposte aggregati con riferimento alle giurisdizioni nelle quali l'azienda conduce il business.

84573/554

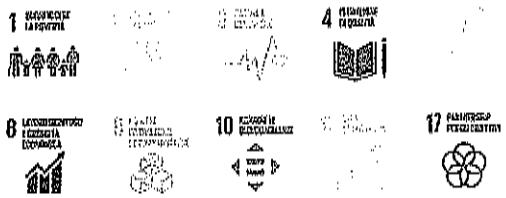
colare, nel 2019 sono stati formati 23.347 dipendenti, di cui il 59% rappresentato da risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione. Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce annualmente alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Ghana, Timor Leste, e Regno Unito. In Kazakhstan, Indonesia, Mozambico, Nigeria e Messico, le consociate di Eni si interfacciano con i Multi Stakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.

Principali indicatori di performance

		2019		2018	2017
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione[a]	(numero)	27	27	32	36
E-learning per risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione	(numero di partecipanti)	13.886	13.564	951	493
E-learning per risorse in contesto a basso rischio corruzione		9.461	9.179	1.950	1.857
Workshop generale		1.237	1.211	1.765	1.434
Job specific training		1.108	1.090	1.461	1.539
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI	(numero)	9	9	8	9

(a) I dati del 2017 e 2018 si riferiscono alle sole società consolidate integralmente.

ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE



Nella nuova mission aziendale, Eni ha voluto rappresentare in maniera più esplicita il cammino intrapreso da diversi anni per rispondere alle sfide globali, per contribuire al raggiungimento degli SDGs e per creare valore di lungo termine nei Paesi di presenza attraverso un'attività di business che mira ad aumentare l'accesso alle risorse energetiche contribuendo allo stesso tempo allo sviluppo socio-economico. In questo contesto Eni investe nella costruzione di infrastrutture per la produzione e il trasporto di gas sia per l'esportazione sia per il consumo domestico, riconoscendo che la lotta alla povertà energetica è il primo passo per soddisfare i bisogni primari relativi all'istruzione, alla salute e alla diversificazione economica. Questi ambiti fanno parte di un modello di cooperazione integrato al business che costituisce un elemento distintivo di Eni, denominato dual flag, e supporta i Paesi nel conseguimento dei propri obiettivi di sviluppo.

L'analisi del contesto socio-economico locale, che accompagna in modo sempre più approfondito le varie fasi progettuali di business, permette ad Eni di conoscere le esigenze delle persone che abitano i territori dove opera e quindi definire i settori di intervento e le possibili soluzioni che si traducono in obiettivi nel Piano strategico quadriennale. Eni integra, pertanto, la sostenibilità già a partire dal momento dell'acquisizione delle licenze, passando per lo sviluppo dei progetti di business, fino al decommissiong adottando strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale. In questo modo all'attività di business si affianca, fin dalle prime fasi di negoziazione con i governi, quella a supporto dei bisogni primari delle popolazioni locali. Queste attività, definite in specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (Local Development Programme – LDP) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e in coerenza coi Piani Nazionali di Sviluppo (Nationally Determined Contributions[46] – NDCs), prevedono cinque linee di azione:

- **Local Content:** generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e il lancio di progetti di sviluppo;
- **Land management:** gestione ottimale del territorio a partire dalla valutazione degli impatti derivanti dall'acquisizione di terreni su cui insistono le attività di Eni per definire eventuali alternative e misure di mitigazione degli impatti; Eni si impegna a valutare possibili alternative di progetto con l'obiettivo di perseguire la minimizzazione delle conseguenze per le comunità locali;
- **Stakeholder engagement:** valorizzazione della relazione con gli stakeholder che si fonda sulla condivisione di valori, sulla reciproca comprensione e attenzione;
- **Human Rights Impact Assessment:** valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili – direttamente o indirettamente – alle attività di Eni e definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, anche attraverso un processo di "human rights due diligence" ed in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite (UNGPs);
- **Progetti di sviluppo locale:** contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita.

(46) Presentati alla COP21 di Parigi.

84573/555

I Programmi per lo Sviluppo Locale (LDP) vogliono inoltre contribuire al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e alle tecnologie per il clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali), all'educazione e formazione professionale, alla protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio, all'accesso all'acqua e ai servizi igienico sanitari, al miglioramento dei servizi sanitari per le comunità.

Le iniziative realizzate nei Paesi di presenza fanno leva su un approccio integrato attraverso partenariati che, mettendo a fattor comune risorse economiche, umane e di conoscenza, permettono di massimizzarne i risultati. Esempi di questo approccio sono gli accordi sottoscritti con i governi di Angola, Messico e Mozambico, simbolo di un modello che integra lo sviluppo locale, le energie rinnovabili, la salute e la ricerca di idrocarburi, ma anche la partnership siglata nel 2019 con l'United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) per il miglioramento dell'occupazione giovanile, la valorizzazione della filiera agroalimentare, l'energia rinnovabile e l'efficienza energetica in particolare nel continente africano. Collaborazioni come queste si inquadrano nella strategia di sviluppo a lungo termine di Eni.

Nelle diverse fasi progettuali di business, in linea con i principi standard/metodologie riconosciuti a livello internazionale, Eni ha sviluppato:

- Strumenti di analisi per meglio comprendere il contesto di riferimento e indirizzare opportunamente i progetti di sviluppo locale (es. Context analysis, Human Rights Impact Assessment - HRIA);
- Strumenti gestionali per mappare la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti (es. Stakeholder Management System – SMS, Logical Framework Approach – LFA, Monitoring, Evaluation and Learning - MEL);
- Strumenti di valutazione di impatto, utili a quantificare i benefici generati da Eni nel contesto di operatività del business e attraverso il modello di cooperazione (es. Eni Local Content Evaluation – ELCE, Eni Impact Tool[47]);
- Analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti consociate estero upstream, che nel 2019, è pari a circa il 35%.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2019, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €95,3[48] milioni (quota Eni), di cui circa il 98% nell'ambito delle attività upstream. In Asia sono stati spesi circa €28,1 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per la manutenzione di infrastrutture viarie (ponti e strade). In Africa sono stati spesi un totale di €53,3 milioni, di cui €48,6 milioni nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito della manutenzione di infrastrutture viarie e nella realizzazione di infrastrutture per la formazione. Complessivamente in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €43,4 milioni, di cui €20,8 milioni in Africa e €21,2 milioni in Asia. Sul tema della salute, nel 2019, Eni, al fine di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 14 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 9 come studi integrati ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment). Sono stati inoltre svolti 1 studio completo di HRIA (Human Rights Impact Assessment) e 2 ulteriori approfondimenti sui diritti umani in relazione a nuovi progetti[49]. Nel corso del 2019 sono stati ricevuti 253 grievance[50], tra cui i temi principali sono la manodopera locale, la gestione dei terreni e i progetti di sviluppo e accesso all'energia.

Principali indicatori di performance

	2019		2018	2017
(milioni di euro)	Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Investimenti per lo sviluppo locale	95,3	*73,6*	94,8	70,7
di cui: infrastrutture	43,4	*43,3*	32,4	22,1

(47) Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti generati dalle attività di Eni a livello locale nei contesti in cui opera. Eni Impact Tool è una metodologia sviluppata da Eni e validata dal Politecnico di Milano che permette di valutare gli impatti sociali, economici e ambientali delle proprie attività sul territorio, di quantificare i benefici generati e indirizzare le scelte di investimento per le future iniziative.

(48) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2019 sono pari a €18,6 milioni, di cui: €18,1 milioni in Mozambico, €0,4 milioni in Ghana e €0,1 milioni in Kazakhstan.

(49) Si rimanda alla sezione "Diritti umani" alle pagine 133-134 per approfondimenti.

(50) Reclami o lamentele sollevati da un individuo – o un gruppo di individui – relativi a impatti reali o percepiti causati dalle attività operative dell'azienda.

84573/556

TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ

Ogni anno, al fine di identificare i contenuti non finanziari per il Piano Strategico e per la rendicontazione di sostenibilità, viene aggiornata l'analisi di materialità. Gli aspetti materiali ricomprendono le tematiche prioritarie per tutti gli stakeholder rilevanti di Eni, esterni ed interni, ed identificano le sfide e le opportunità chiave dell'intero ciclo delle attività per la creazione di valore nel lungo periodo.

Identificazione degli aspetti rilevanti

Le istanze degli stakeholder rilevanti sono mappate sia attraverso una piattaforma dedicata (Stakeholder Management System – SMS), che supporta la gestione degli stakeholder locali, sia mediante interviste con le funzioni responsabili di gestirne le relazioni su base continuativa durante l'anno. Inoltre, per individuare gli aspetti rilevanti sono stati considerati anche i principali rischi ESG definiti attraverso il modello di risk management integrato, e i risultati delle analisi di scenario svolte da Eni.

Analisi delle priorità interne e esterne

La materialità dei temi identificati è definita sulla base delle analisi di priorità:

- della rilevanza degli stakeholder e delle relative istanze;
- dei principali rischi ESG risultanti dal processo di Risk Management Integrato (RMI), che tiene in considerazione anche le evidenze fornite da provider esterni, tra cui RepRisk[51]. Tali rischi sono valutati considerando anche potenziali impatti ambientali, sociali, su salute e sicurezza e reputazionali;
- degli elementi di scenario – definiti sulla base degli argomenti che sono stati affrontati durante le riunioni del Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) nel corso del 2019.

La combinazione di queste analisi, includendo le tematiche prioritarie per tutti gli stakeholder rilevanti, permette di considerare un'ottica tanto esterna che interna all'azienda.

Condivisione e validazione con l'organo di governo

Gli aspetti materiali e la relativa analisi sono stati presentati al CSS al CdA.

Di seguito sono evidenziati i temi materiali 2019 ai quali sono stati associati gli SDGs su cui le attività di Eni hanno un impatto diretto o indiretto.

NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE		
CONTRIBUTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO	Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, biocarburanti e chimica verde	SDGs: [illegible] - 9 - [illegible] - 13 - [illegible] - 17
MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA		
[illegible]	Occupazione, Diversità e Inclusione Formazione Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità	SDGs: [illegible] - 4 - 5 - 8 - 10
[illegible]	Sicurezza delle persone e asset integrity	SDGs: [illegible] - 8
[illegible]	Risorsa idrica, biodiversità e oil spill	SDGs: [illegible] - [illegible] - 9 - [illegible] - 14 - 15 - [illegible]
[illegible]	Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura e Security	SDGs: 1 - 4 - 8 - 10 - 16 - 17
[illegible]	Trasparenza e Lotta alla corruzione	SDGs: 16 - 17
ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE		
[illegible]		SDGs: [illegible] - 17
[illegible]	Diversificazione economica, Educazione e Formazione, Accesso all'acqua e all'igiene, Salute	SDGs: 1 - [illegible] - 3 - 4 - [illegible] 8 - 9 - 10 - [illegible] - 17
[illegible]		SDGs: 4 - 8 - 9 [illegible]
[illegible]		SDGs: [illegible] - 9 - [illegible] - 17

(51) RepRisk è un provider per l'analisi di materialità dei rischi ESG relativi a società, settori, Paesi e tematiche, il cui modello di calcolo si basa sulla rilevazione e classificazione delle informazioni (i.e. "risk incidents") provenienti da media, altri stakeholder o fonti pubbliche esterne alle società.

84573/557

PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

La Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards", pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), secondo un livello di aderenza "in accordance Core" ed è stata sottoposta ad esame limitato da parte di una società indipendente, revisore del bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 del Gruppo Eni.

Il perimetro dei dati sicurezza, ambiente, clima, segnalazioni, interventi di audit con verifiche anticorruzione, formazione anti corruzione, investimenti per lo sviluppo locale e numero di Paesi in cui Eni supporta, direttamente o indirettamente, i Multi Stakeholder Group locali di EITI è in linea con altri documenti societari e, in alcuni casi, in continuità con il passato. L'obiettivo, oltre a garantire coerenza con gli obiettivi prefissati, è rappresentare i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In questi casi, i commenti alle performance si riferiscono a tale perimetro. A tutti questi dati, è affiancata una vista addizionale solamente relativa al 2019 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente.

In particolare, per i dati sicurezza, ambiente e clima il perimetro è costituito dalle società significative dal punto di vista degli impatti HSE, che include le società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni[52]. Relativamente alla salute, i dati considerano le società significative dal punto di vista degli impatti salute ed includono le società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, che si riferiscono alle sole società consolidate integralmente).

Il perimetro dei dati relativi alla formazione anti corruzione, agli investimenti per lo sviluppo locale e al numero di Paesi in cui Eni supporta, direttamente o indirettamente, i Multi Stakeholder Group locali di EITI è relativo a tutte le società di bilancio nelle quali sono previste attività di formazione/investimenti per lo sviluppo locale/supporto dei Multi Stakeholder Group di Eiti.

Il perimetro dei dati relativi ai fascicoli di segnalazione si riferisce ad Eni SpA e alle società controllate. Il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anticorruzione si riferisce a Eni S.p.A, le società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), le società partecipate, in virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni. Per gli indicatori HR, si espongono i dati delle società consolidate integralmente al 31 dicembre 2019.

Gli indicatori di performance, selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell'anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2017-2019.

In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento.

I dati relativi all'anno 2019 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento, natura del dato stesso. Qualora una riesposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni sono oggetto di appropriata disclosure nel testo.

Tutti gli indicatori GRI, riportati nel Content Index, fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli dello Standard 403: Occupational Health and Safety che fanno riferimento all'edizione 2018.

KPI	METODOLOGIA
CAMBIAMENTO CLIMATICO	
EMISSIONI GHG	Scope 1: le emissioni di GHG dirette comprendono le emissioni di CO_2, CH_4 e N_2O; il Global Warming Potential utilizzato è 25 per il CH_4 e 298 per l'N_2O. I fattori di emissione utilizzati per i calcoli sono, laddove possibile, sito specifici o, in alternativa, ricavati dalla letteratura internazionale disponibile. Scope 2: le emissioni di GHG indirette sono relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e comprendono i contributi di CO_2, CH_4 e N_2O. Non sono presenti contributi di emissioni di CO_2 di origine biogenica.
INTENSITÀ DI EMISSIONI	Numeratore: emissioni di GHG dirette (Scope 1) e comprendono CO_2, CH_4 e N_2O. Denominatore: • UPS: produzione lorda di idrocarburi 100% operata • R&M: quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati) dalle raffinerie di proprietà • EniPower: energia elettrica equivalente prodotta
EFFICIENZA OPERATIVA	L'efficienza operativa esprime l'intensità delle emissioni GHG (scope 1 e scope 2 calcolate su base operata espresse in tonCO_2eq) delle principali produzioni industriali Eni rispetto alla produzione operata (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni) nei singoli business di riferimento misurandone quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione.
CONSUMI ENERGETICI	Consumo di fonti primarie: somma dei consumi di fuel gas, gas naturale, gas di raffineria/processo, GPL, distillati leggeri/benzine, gasolio, kerosene, olio combustibile, FOK e coke da FCC. Energia primaria acquistata da altre società: somma degli acquisti di energia elettrica, calore e vapore da terzi. Il consumo da fonti rinnovabili dipende dal mix elettrico nazionale perché attualmente irrilevante il consumo da pannelli fotovoltaici installati da Eni sui propri asset.
INTENSITÀ ENERGETICA	L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.

(52) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società non consolidate integralmente: Agiba Petroleum Co, CARDÓN IV SA, Eni Denmark BV, Eni India Ltd, Eni Iran BV, Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd, Eni Portugal BV, Eni RD Congo SA, Eni Ukraine Llc, Eni Yemen Ltd, EniProgetti Egypt Ltd, Groupment Sonatrach-Agip, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Mozambique Rovuma Venture SpA, Petrobel Belayim Petroleum Co, PetroJunin SA, PetroSucre SA, United Gas Derivatives Co, Vår Energi AS, Servizi Fondo Bombole Metano SpA, Eni USA R&M Co Inc, Esacontrol SA, Oléoduc du Rhône SA, ООО "Eni-Neftо", Tecnoesa SA, Costiera Gas Livorno SpA, Eni Gas Transport Services Srl, Società EniPower Ferrara Srl, Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi, Versalis Pacific (India) Private Ltd, Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA, Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione), Oleodotto del Reno SA.

84573/558

KPI	METODOLOGIA

PERSONE, SALUTE E SICUREZZA

RELAZIONI INDUSTRIALI	In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. **Dipendenti Coperti da Contrattazione collettiva:** si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito.
ANZIANITÀ LAVORATIVA	Numero medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.
ORE DI FORMAZIONE	Ore erogate ai dipendenti Eni tramite percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e distance) e attraverso attività realizzata dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.
DIRIGENTI E QUADRI LOCALI ALL'ESTERO	Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
SICUREZZA	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti. **TRIR:** indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. **Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze:** infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. **Near miss:** evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunose o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni. I pericoli principali rilevati nel 2019 in Eni sono individuati nelle seguenti tipologie di attività: • movimentazione dei carichi: eventi collegati alle attività di sollevamento o spostamento di carichi sullo stesso piano; • sistemi energizzati: eventi collegati ad attrezzature in pressione o contenenti fluidi ad alta/bassa temperatura, parti elettriche esposte o parti meccaniche in movimento, associati per la maggior parte delle volte ad eventi infortunistici occorsi durante l'utilizzo di parti meccaniche in movimento, in particolare strumenti da taglio e molatura.
SALUTE	**Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi:** indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali. **Casi registrabili di malattie professionali:** numero di denunce di malattia professionale. **Tipologie principali di malattie:** le denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: (i) agenti chimici (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); (ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); (iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia).

AMBIENTE

PRELIEVI IDRICI	Somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo.
BIODIVERSITÀ	**Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a *Key Biodiversity Areas* (KBA):** siti operativi R&M, Versalis ed EniPower in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre 2019). **Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a *Key Biodiversity Areas* (KBA):** siti operativi R&M, Versalis ed EniPower in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km, (a dicembre 2019). **Numero di concessioni upstream in sovrapposizione ad aree protette e a *Key Biodiversity Areas* (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali (ultimo aggiornamento a giugno 2019) che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione. **Numero di concessioni upstream in sovrapposizione ad aree protette o *Key Biodiversity Areas* (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali (ultimo aggiornamento a giugno 2019) che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas" (ultimo aggiornamento a dicembre 2019), dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC. Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi: • è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte); • i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese.

84573/559

KPI	METODOLOGIA
SPILL	Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo.
RIFIUTI	**Rifiuti da attività produttiva:** rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione. **Rifiuti da attività di bonifica:** comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto. Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento.
TUTELA DELL'ARIA	**NO_x:** emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Incluse emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Comprese emissioni di NO ed NO_2, escluso N_2O. **SO_x:** emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. **NMVOC:** emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. **PST:** emissioni dirette di Particolato Sospeso Totale, materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.

DIRITTI UMANI

CONTRATTI DI SECURITY CON CLAUSOLE SUI DIRITTI UMANI	L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".
SEGNALAZIONI	L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i Diritti Umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati (fondate, non fondate con azioni, non fondate).

FORNITORI

FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT	L'indicatore si riferisce ai processi gestiti da Eni SpA, Eni Ghana, Eni Pakistan, Eni US ed Eni Angola; rappresenta tutti i fornitori oggetto di Due Diligence, sottoposti ad un processo di qualifica, oggetto di un feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE, compliance o comportamento commerciale, oggetto di un processo di retroazione oppure sottoposti ad un assessment su tematiche di diritti umani (SA8000); l'indicatore si riferisce a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA (es. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali) e ai fornitori locali di Eni Ghana, Eni Pakistan, Eni US ed Eni Angola.
NUOVI FORNITORI VALUTATI SECONDO CRITERI SOCIALI	L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment", in quanto tale assessment si applica anche ai nuovi fornitori (oltre a quelli con cui un rapporto è già in essere).

LOTTA ALLA CORRUZIONE

FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE	**E-learning** rivolto a risorse in contesto a medio/alto rischio di corruzione. **E-learning** rivolto a risorse in contesto a basso rischio di corruzione. **Workshop generale:** eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione. **Job specific training:** eventi formativi in aula rivolti ad aree professionali in contesto a rischio corruzione.

SVILUPPO LOCALE

INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO LOCALE	L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per i progetti di sviluppo locale realizzati da Eni a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socio-economico sostenibile delle comunità nei contesti operativi.
SPESA VERSO FORNITORI LOCALI	L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2019 verso fornitori locali. La definizione di "spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati: 1)"Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una JV con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la JV); 2)"Metodo Valuta locale" (Angola e UK): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; 3)"Metodo della registrazione nel Paese" (Iraq e Nigeria): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); 4)"Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale. I Paesi selezionati sono quelli nei quali si è rilevata una componente di spesa maggiore rispetto al totale speso del Gruppo Eni.

84573|560

GRI Content Index

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA
Profilo dell'Organizzazione		
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 1
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 3
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, retro cover
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 3
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, retro cover https://www.eni.com/it_IT/azienda/governance/azionisti
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 3
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 12-13
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pagg. 128;141
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pag. 135
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 162-165; 389
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 20-23
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 15
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali e internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 15
Strategia		
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 6-11
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 20-23; 96-114
Etica e Integrità		
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 2; 4-5; 29 DNF, pag. 119
Governance		
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 24-29
Coinvolgimento degli stakeholder		
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pagg. 128;141
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
Pratiche di reporting		
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 366- 389 DNF, pag. 140
102-46	Definizione dei contenuti	DNF, pagg. 140; 144-145
102-47	Aspetti materiali identificati	DNF, pagg. 140; 144-145
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pagg. 132; 140
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pagg. 140; 144-145
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 140
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	https://www.eni.com/it_IT/documentazione.page documentazione
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 140
102-53	Contatti per DNF	https://www.eni.com/it_IT/sostenibilita/contatti-sostenibilita.page
102-54 / 102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content index	DNF, pagg. 140; 143-145
102-56	Attestazione esterna	DNF, pagg. 146-149

84573 | 561

Specific Standard disclosures

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	DESCRIZIONE Disclosure GRI	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, Biocarburanti e Chimica verde			
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF[1]; clienti - RNEC[2])** **DNF, pagg. 119-121; 139; 144**	
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 22-23; 109-114 DNF, pagg. 121-125	
Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF[1]; clienti - RNEC[2])** **DNF, pagg. 119-120; 121-125; 139-140; 144**	
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pagg. 124-125; 140	
305-4	Intensità emissiva	DNF, pagg. 124-125; 140	
Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 121-125; 139-140; 144**	
302-3	Intensità energetica	DNF, pagg. 124-125; 140	
PERSONE Occupazione, Diversità e inclusione, Formazione, Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità			
Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 141; 144**	
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pagg. 127-128; 141	
Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 141; 144**	
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pagg. 127-128; 141	
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-7)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 126-129; 139; 141; 144**	
403-10	Malattie professionali	DNF, pagg. 127-128; 141	
Formazione e istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 141; 144**	
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pagg. 127-128; 141	
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 144**	
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pagg. 127-128	
SICUREZZA Sicurezza delle persone e asset integrity			
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-3; 403-4; 403-5; 403-6; 403-7)		**Perimetro: interno ed esterno (fornitori)** **DNF, pagg. 119-120; 126-129; 139; 141; 144**	
403-9	Infortuni sul luogo di lavoro	DNF, pagg. 129; 141	
RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI Risorsa idrica, Biodiversità Oil spill			
Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 141-142; 144**	
303-1	Prelievi idrici	DNF, pag. 131-132;141-142	
Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 141-142; 144**	
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pagg. 131-132; 141-142	
Scarichi e rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 141-142; 144**	
306-2	Rifiuti per tipologia e modalità di smaltimento	DNF, pagg. 131-132; 141-142	

84573/562

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	DESCRIZIONE Disclosure GRI	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
306-3	Sversamenti significativi	DNF, pagg. 131-132; 141-142	
Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 145**	
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 224-229	
DIRITTI UMANI Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura, Security			
Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1])** **DNF, pagg. 119-120; 133-134; 139; 145**	
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pagg. 133-134	
Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1])** **DNF, pagg. 119-120; 133-134; 139; 145**	
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pagg. 133-134	
Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1])** **DNF, pagg. 119-120; 133-134; 139; 145**	
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pagg. 133-134	
Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1])** **DNF, pagg. 119-120; 135; 139; 142; 145**	
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pagg. 135; 142	
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS Trasparenza e lotta alla corruzione			
Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RPEF[3])** **DNF, pagg. 119-120; 136-139; 145**	
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pagg. 136-137; 145	
ACCESSO ALL'ENERGIA, SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO-PRIVATE Diversificazione economica, Educazione e formazione, Accesso all'acqua e all'igiene, Salute			
Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 137-139; 145**	
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pag. 138; 142	
Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-120; 137-139; 145**	
413-1	Attività di coinvolgimento della comunità locale	DNF, pagg. 137-138	
LOCAL CONTENT			
Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RNEF[1])** **DNF, pagg. 119-120; 137-139; 145**	
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pagg. 137-138; 145	
INNOVAZIONE TECNOLOGICA			
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** **DNF, pagg. 119-125; 139; 145**	

(1) RNEF = Rendicontazione non estesa ai fornitori.
(2) RNEC = Rendicontazione non estesa ai clienti.
(3) RPEF = Rendicontazione parzialmente estesa ai fornitori.

F.to MARCEGAGLIA EMMA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

84573 | 563

pwc

Eni SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE SULLA DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO AI SENSI DELL'ART. 3, C. 10, D.LGS. 254/2016 E DELL'ART. 5 REGOLAMENTO CONSOB ADOTTATO CON DELIBERA N. 20267 DEL GENNAIO 2018

ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2019

84573/564

pwc

Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ai sensi dell'art. 3, c. 10, D.Lgs. 254/2016 e dell'art. 5 Regolamento CONSOB adottato con delibera n. 20267 del gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione di Eni SpA

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito il "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267/2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("*limited assurance engagement*") della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario della Eni SpA e sue controllate (di seguito il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 predisposta *ex* art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 27 febbraio 2020 (di seguito "DNF").

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione della DNF in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI-Sustainability Reporting Standards definiti nel 2016 e versioni successive (di seguito "GRI Standards"), indicati nel capitolo "Principi e criteri di reporting" della DNF, da essi individuati come standard di rendicontazione.

Gli Amministratori sono altresì responsabili, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione di una DNF che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili inoltre per l'individuazione del contenuto della DNF, nell'ambito dei temi menzionati nell'articolo 3, comma 1, del Decreto, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo e nella misura necessaria ad assicurare la comprensione dell'attività del Gruppo, del suo andamento, dei suoi risultati e dell'impatto dallo stesso prodotti.

Gli Amministratori sono infine responsabili per la definizione del modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, nonché, con riferimento ai temi individuati e riportati nella DNF, per le politiche praticate dal Gruppo e per l'individuazione e la gestione dei rischi generati o subiti dallo stesso.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

pwc

Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza del *Code of Ethics for Professional Accountants* emesso dall'International *Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale. La nostra società di revisione applica l'*International Standard on Quality Control 1 (ISQC Italia 1)* e, di conseguenza, mantiene un sistema di controllo qualità che include direttive e procedure documentate sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e dei regolamenti applicabili.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità della DNF rispetto a quanto richiesto dal Decreto e dai GRI Standards. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio "*International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information*" (di seguito "*ISAE 3000 Revised*"), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board* (IAASB) per gli incarichi *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la DNF non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'ISAE 3000 Revised ("*reasonable assurance engagement*") e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.
Le procedure svolte sulla DNF si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella DNF, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche del Gruppo rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;

2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;

3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario incluse nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel Bilancio Consolidato del Gruppo Eni;

4. comprensione dei seguenti aspetti:
   - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
   - politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
   - principali rischi, generati o subiti connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.

   Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lett. a);

84573/566

pwc

5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF. In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni SpA e con il personale di Eni Pakistan Ltd, Versalis SpA, Eni Muara Bakau BV, Agiba Petroleum Co., Eni Angola SpA e Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA e abbiamo svolto limitate verifiche documentali, al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.

   Inoltre, per le informazioni significative, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo:

   - a livello di capogruppo

     a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF, e in particolare al modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;

     b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche che limitate verifiche per accertare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati.

   - per Eni Pakistan Ltd (Bhit Bhadra oil & gas field), Eni SpA (Centro Oli Val D'Agri – Distretto Meridionale e raffineria di Sannazzaro), Versalis SpA (stabilimento di Ravenna), Eni Muara Bakau BV (FPSO Jangkrik), Agiba Petroleum Co. (Meleiha oil & gas field), Eni Angola SpA (FPSO Ngoma e FPSO Olombendo) e Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA (stazioni di Feriana, Sbeitla, Sbikha, Korba, El Haouria), che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato visite in loco nel corso delle quali ci siamo confrontati con i responsabili e abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

Conclusioni

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.

84573/56

pwc

Altri aspetti

La DNF per l'esercizio chiuso il 31 dicembre 2018, i cui dati sono presentati a fini comparativi, è stata sottoposta ad un esame limitato da parte di un altro revisore che, il 5 aprile 2019, ha espresso su tale DNF una conclusione senza rilievi.

Roma, 2 Aprile 2020

PricewaterhouseCoopers SpA

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

Paolo Bersani
(Procuratore)

F.to MARCEGAGLIA EMMA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

84573/568

Altre informazioni

Adesione al Codice Italiano pagamenti responsabili
In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2019 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 56 giorni.

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.
In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2019 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: NAOC – Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni Petroleum Co Inc, Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Turkmenistan Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Finance USA Inc;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate
Le regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate adottate dalla Società in linea con i listing standard Consob sono disponibili sul sito internet della Società e nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2019.

Sedi secondarie
In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio
I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Gli sviluppi recenti relativi alla diffusione della malattia pandemica COVID-19 e all'attuale situazione di eccesso di offerta sui mercati internazionali del greggio sono descritti nei fattori di rischio e non sono riflessi nelle valutazioni di bilancio poiché trattasi di non-adjusting events.

F.to MARCEGAGLIA EMMA
F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

84573/589

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe (Barrel of Oil Equivalent) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00653.

Conversione Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacita di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

Emissioni di NO_x (ossidi di azoto) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO_2, mentre sono escluse le emissioni di N_2O.

Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo) Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H_2S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.

Emissioni GHG Scope 1 Emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni della Compagnia, prodotte da fonti di proprietà o controllate dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 2 Emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset posseduti o controllati dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 3 Emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti Eni.

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

Greenhouse Gases (GHG) (GHG) Gas presenti nell'atmosfera, trasparenti alla radiazione solare, che assorbono le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre. I GHG che interessano le attività di Eni sono: anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4) e protossido di azoto (N_2O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO_2 equivalente (CO_2eq) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Indice di efficienza operativa Eni Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle principali attività di Eni (su base operata) ed energia prodotta, convertita per omogeneità in boe.

Intensità emissiva GHG Upstream Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 degli asset operati Upstream e il 100% della produzione lorda operata (espressa in boe).

Materie prime di seconda e terza generazione Materie prime non in concorrenza con il settore alimentare, a differenza di quelle di prima generazione (oli vegetali). La seconda generazione è costituita principalmente da rifiuti agricoli non alimentari e rifiuti agro-urbani (grassi animali, oli da cucina usati e rifiuti agricoli), quelle di terza generazione sono quelle materie non agricole ad alta innovazione (derivanti da alghe o rifiuti).

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.

Net-Absolute GHG Lifecycle Emissions Emissioni complessive GHG Scope 1, Scope 2 e Scope 3 associate all'intera catena del valore dei prodotti e delle attività Eni, al netto dei carbon sink.

Net Carbon Footprint Emissioni complessive di GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni Eni, al netto dei carbon sink.

Net-Carbon Intensity Rapporto tra il net-absolute GHG Lifecycle Emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.

Oil spill Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/under lifting Gli accordi stipulati tra i partner che regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

Plasmix Nome collettivo delle diverse materie plastiche che attualmente non hanno utilizzo nel mercato del riciclo e possono essere utilizzate come materia prima nei nuovi business Eni relativi all'economia circolare.

84573 /550

- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- **Pozzi di infilling (infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.
- **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
- **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
- **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- **UN SDG** Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030. Adottati da tutti gli Stati membri delle Nazioni Unite nel 2015, affrontano le sfide globali che il mondo sta combattendo, comprese quelle legate alla povertà, alla disuguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito https://unsdg.un.org
- **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Abbreviazioni

/a	anno
bbl	barili
bbl/g	barili/giorno
boe	barili di petrolio equivalente
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno
/g	giorno
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GWh	Gigawattora
km	chilometri
mc	metri cubi
mgl	migliaia
mld	miliardi
mln	milioni
n.	numero
NGL	Natural Gas Liquids
PCA	Production Concession Agreement
ppm	parti per milione
PSA	Production Sharing Agreement
tep	tonnellate di petrolio equivalente
ton	tonnellate
TWh	Terawattora

F.to MARCEGAGLIA EMMA
F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

84573/571

84573/572

STATO PATRIMONIALE

01.01.2018 Totale	01.01.2018 di cui verso parti correlate	(€ milioni)	Note	31.12.2019 Totale	31.12.2019 di cui verso parti correlate	31.12.2018 Totale	31.12.2018 di cui verso parti correlate
		ATTIVITÀ					
		Attività correnti					
7.363		Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	5.994		10.836	
6.219		Attività finanziarie destinate al trading	(6)	6.760		6.552	
316	*73*	Altre attività finanziarie	(16)	384	*60*	300	*49*
14.156	*834*	Crediti commerciali e altri crediti	(7)	12.873	*704*	14.101	*633*
4.621		Rimanenze	(8)	4.734		4.651	
191		Attività per imposte sul reddito	(9)	192		191	
2.768	*30*	Altre attività	(10) (23)	3.972	*219*	2.819	*71*
35.634				**34.909**		**39.450**	
		Attività non correnti					
63.158		Immobili, impianti e macchinari	(11)	62.192		60.302	
		Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	5.349			
3.012		Attività immateriali	(13)	3.059		3.170	
1.283		Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(8)	1.371		1.217	
3.474		Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(15)	9.035		7.044	
900		Altre partecipazioni	(15)	929		919	
1.675	*1.214*	Altre attività finanziarie	(16)	1.174	*911*	1.253	*915*
4.315		Attività per imposte anticipate	(22)	4.360		3.931	
182		Attività per imposte sul reddito	(9)	173		168	
1.141	*46*	Altre attività	(10) (23)	871	*181*	624	*160*
79.140				**88.513**		**78.628**	
323		**Attività destinate alla vendita**	(24)	**18**		**295**	
115.097		**TOTALE ATTIVITÀ**		**123.440**		**118.373**	
		PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
		Passività correnti					
2.242	*164*	Passività finanziarie a breve termine	(18)	2.452	*46*	2.182	*661*
2.286		Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	3.156		3.601	
		Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	889	*5*		
15.305	*2.808*	Debiti commerciali e altri debiti	(17)	15.545	*2.663*	16.747	*3.664*
472		Passività per imposte sul reddito	(9)	456		440	
4.317	*60*	Altre passività	(10) (23)	7.146	*155*	5.412	*63*
24.622				**29.644**		**28.382**	
		Passività non correnti					
20.179		Passività finanziarie a lungo termine	(18)	18.910		20.082	
		Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	4.759	*8*		
13.124		Fondi per rischi e oneri	(20)	14.106		11.626	
1.022		Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	1.136		1.117	
5.937		Passività per imposte differite	(22)	4.920		4.272	
359		Passività per imposte sul reddito	(9)	494		287	
1.443	*23*	Altre passività	(10) (23)	1.611	*23*	1.475	*23*
42.064				**45.896**		**38.859**	
87		**Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita**	(24)			**59**	
66.773		**TOTALE PASSIVITÀ**		**75.540**		**67.300**	
		PATRIMONIO NETTO	(25)				
49		**Interessenze di terzi**		**61**		**57**	
		Patrimonio netto di Eni:					
4.005		Capitale sociale		4.005		4.005	
36.211		Utili relativi a esercizi precedenti		37.436		36.702	
4.818		Riserve per differenze cambio da conversione		7.209		6.605	
1.889		Altre riserve		1.564		1.672	
(581)		Azioni proprie		(981)		(581)	
(1.441)		Acconto sul dividendo		(1.542)		(1.513)	
3.374		Utile dell'esercizio		148		4.126	
48.275		**Totale patrimonio netto di Eni**		**47.839**		**51.016**	
48.324		**TOTALE PATRIMONIO NETTO**		**47.900**		**51.073**	
115.097		**TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO**		**123.440**		**118.373**	

84573/573

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2019 Totale	2019 di cui verso parti correlate	2018 Totale	2018 di cui verso parti correlate	2017 Totale	2017 di cui verso parti correlate
RICAVI	(28)						
Ricavi della gestione caratteristica		69.881	*1.248*	75.822	*1.383*	66.919	*1.567*
Altri ricavi e proventi		1.160	*4*	1.116	*8*	4.058	*41*
Totale ricavi		**71.041**		**76.938**		**70.977**	
COSTI							
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(50.874)	*(9.173)*	(55.622)	*(8.009)*	(51.548)	*(9.164)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(432)	*28*	(415)	*26*	(913)	
Costo lavoro	(29)	(2.996)	*(28)*	(3.093)	*(22)*	(2.951)	*(34)*
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	287	*19*	129	*319*	(32)	*331*
Ammortamenti	(11) (12) (13)	(8.106)		(6.988)		(7.483)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(2.188)		(866)		225	
Radiazioni	(11) (13)	(300)		(100)		(293)	
UTILE OPERATIVO		**6.432**		**9.983**		**8.012**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI							
Proventi finanziari	(30)	3.087	*96*	3.967	*115*	3.924	*191*
Oneri finanziari	(30)	(4.079)	*(36)*	(4.663)	*(283)*	(5.886)	*(4)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(30)	127		32		(111)	
Strumenti finanziari derivati	(23) (30)	(14)		(307)		837	
		(879)		**(971)**		**(1.236)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(15) (31)						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(88)		(68)		(267)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		281		1.163		335	
		193		**1.095**		**68**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**5.746**		**10.107**		**6.844**	
Imposte sul reddito	(32)	(5.591)		(5.970)		(3.467)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**155**		**4.137**		**3.377**	
Di competenza:							
- azionisti Eni		148		4.126		3.374	
- interessenze di terzi		7		11		3	
		155		**4.137**		**3.377**	
Utile per azione sull'utile dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	(33)						
- semplice		0,04		1,15		0,94	
- diluito		0,04		1,15		0,94	

84573/574

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2019	2018	2017
Utile dell'esercizio		155	4.137	3.377
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
Componenti non riclassificabili a conto economico				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	(42)	(15)	(33)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	(25)	(7)		
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	(3)	15	
Effetto fiscale	(25)	5	(2)	29
		(47)	(2)	(4)
Componenti riclassificabili a conto economico:				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)	604	1.787	(5.573)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita				(5)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	(679)	(243)	(6)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)	(6)	(24)	69
Effetto fiscale	(25)	197	58	1
		116	1.578	(5.514)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		69	1.576	(5.518)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		224	5.713	(2.141)
Di competenza Eni:				
- azionisti Eni		217	5.702	(2.144)
- interessenze di terzi		7	11	3
		224	5.713	(2.141)

84573/575

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

		Patrimonio netto di Eni									
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2018	(25)	4.005	36.702	6.605	1.672	(581)	(1.513)	4.126	51.016	57	51.073
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)	(3)		(4)						(4)		(4)
Saldi al 1° gennaio 2019		4.005	36.698	6.605	1.672	(581)	(1.513)	4.126	51.012	57	51.069
Utile dell'esercizio								148	148	7	155
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo											
Componenti non riclassificabili a conto economico											
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				(37)				(37)		(37)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	(25)				(7)				(7)		(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				(3)				(3)		(3)
					(47)				**(47)**		**(47)**
Componenti riclassificabili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			604					604		604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				(482)				(482)		(482)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				(6)				(6)		(6)
				604	**(488)**				**116**		**116**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				**604**	**(535)**			**148**	**217**	**7**	**224**
Operazioni con gli azionisti											
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,41 per azione a saldo dell'acconto 2018 di €0,42 per azione)	(25)						1.513	(2.989)	(1.476)		(1.476)
Acconto sul dividendo (€0,43 per azione)	(25)						(1.542)		(1.542)		(1.542)
Attribuzione del dividendo di altre società										(4)	(4)
Destinazione utile residuo 2018			1.137					(1.137)			
Rimborso agli azionisti										(1)	(1)
Acquisto azioni proprie	(25)		(400)		400	(400)			(400)		(400)
			737		**400**	**(400)**	**(29)**	**(4.126)**	**(3.418)**	**(5)**	**(3.423)**
Altri movimenti di patrimonio netto											
Piano di incentivazione di lungo termine			9						9		9
Altre variazioni			(8)		27				19	2	21
			1		**27**				**28**	**2**	**30**
Saldi al 31 dicembre 2019	(25)	4.005	37.436	7.209	1.564	(981)	(1.542)	148	47.839	61	47.900

84573/576

segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

		Patrimonio netto di Eni									
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2017		4.005	35.966	4.818	1.889	(581)	(1.441)	3.374	48.030	49	48.079
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)			245						245		245
Saldi al 1° gennaio 2018		4.005	36.211	4.818	1.889	(581)	(1.441)	3.374	48.275	49	48.324
Utile dell'esercizio								4.126	4.126	11	4.137
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo											
Componenti non riclassificabili a conto economico											
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				(17)				(17)		(17)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				15				15		15
					(2)				(2)		(2)
Componenti riclassificabili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			1.787					1.787		1.787
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				(185)				(185)		(185)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				(24)				(24)		(24)
				1.787	(209)				1.578		1.578
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				1.787	(211)			4.126	5.702	11	5.713
Operazioni con gli azionisti											
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2017 di €0,40 per azione)	(25)						1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)
Acconto sul dividendo (€0,42 per azione)	(25)						(1.513)		(1.513)		(1.513)
Attribuzione del dividendo di altre società										(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2017			493					(493)			
			493				(72)	(3.374)	(2.953)	(3)	(2.956)
Altri movimenti di patrimonio netto											
Piano di incentivazione di lungo termine			5						5		5
Altre variazioni			(7)		(6)				(13)		(13)
			(2)		(6)				(8)		(8)
Saldi al 31 dicembre 2018	(25)	4.005	36.702	6.605	1.672	(581)	(1.513)	4.126	51.016	57	51.073

84573/577

segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Patrimonio netto di Eni									
(€ milioni)	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2016	4.005	40.367	10.319	1.832	(581)	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086
Utile dell'esercizio							3.374	3.374	3	3.377
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Componenti non riclassificabili a conto economico										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(4)				(4)		(4)
				(4)				(4)		(4)
Componenti riclassificabili a conto economico										
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			(5.575)	2				(5.573)		(5.573)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale				(4)				(4)		(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(6)				(6)		(6)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				69				69		69
			(5.575)	61				(5.514)		(5.514)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio			(5.575)	57			3.374	(2.140)	3	(2.141)
Operazioni con gli azionisti										
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2016 di €0,40 per azione)						1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)						(1.441)		(1.441)		(1.441)
Attribuzione del dividendo di altre società									(3)	(3)
Destinazione perdita residua 2016		(4.345)					4.345			
		(4.345)					1.464	(2.881)	(3)	(2.884)
Altri movimenti di patrimonio netto										
Altre variazioni		(56)	74					18		18
		(56)	74					18		18
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	35.966	4.818	1.889	(581)	(1.441)	3.374	48.030	49	48.079

84573/578

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note		2019		2018		2017
Utile dell'esercizio			155		4.137		3.377
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:							
Ammortamenti	(11) (12) (13)		8.106		6.988		7.483
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)		2.188		866		(225)
Radiazioni	(11) (13)		300		100		263
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(15) (31)		88		68		267
Plusvalenze nette su cessioni di attività			(170)		(474)		(3.446)
Dividendi	(31)		(247)		(231)		(205)
Interessi attivi			(147)		(185)		(283)
Interessi passivi			1.027		614		671
Imposte sul reddito	(32)		5.591		5.970		3.467
Altre variazioni			(179)		(474)		894
Variazioni del capitale di esercizio:							
- rimanenze		*(200)*		*15*		*(346)*	
- crediti commerciali		*1.023*		*334*		*657*	
- debiti commerciali		*(940)*		*642*		*284*	
- fondi per rischi e oneri		*272*		*(238)*		*96*	
- altre attività e passività		*211*		*879*		*749*	
Flusso di cassa del capitale di esercizio			366		1.632		1.440
Variazione fondo per benefici ai dipendenti			(23)		109		38
Dividendi incassati			1.346		275		291
Interessi incassati			88		87		104
Interessi pagati			(1.029)		(609)		(582)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati			(5.068)		(5.226)		(3.437)
Flusso di cassa netto da attività operativa			**12.392**		**13.647**		**10.117**
- di cui verso parti correlate	(36)		***(6.356)***		***(2.707)***		***(2.843)***
Investimenti:							
- attività materiali	(11)		(8.049)		(8.278)		(8.490)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(12)		(16)				
- attività immateriali	(13)		(311)		(341)		(191)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(26)		(5)		(119)		
- partecipazioni	(15)		(3.003)		(125)		(510)
- titoli strumentali all'attività operativa			(8)		(8)		
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa			(229)		(358)		(585)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento			(307)		408		152
Flusso di cassa degli investimenti			(11.928)		(9.321)		(9.624)
Disinvestimenti:							
- attività materiali			264		1.089		2.745
- attività immateriali			17		5		2
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(26)		187		(47)		2.662
- imposte pagate sulle dismissioni			(3)				(436)
- partecipazioni			39		195		482
- titoli strumentali all'attività operativa			17		15		1
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa			178		279		493
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento			95		606		(434)
Flusso di cassa dei disinvestimenti			794		2.142		5.515
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa[a]			(279)		(357)		341
Flusso di cassa netto da attività di investimento			**(11.413)**		**(7.536)**		**(3.768)**
- di cui verso parti correlate	(36)		***(2.912)***		***(3.314)***		***(3.115)***

(a) Dal 2019 Eni presenta in una voce dedicata del rendiconto finanziario l'investimento netto (investimenti meno disinvestimenti) in attività rappresentative degli impieghi temporanei di eccedenze di liquidità e in crediti finanziari a breve termine, entrambi portati a deduzione delle passività finanziarie ai fini della determinazione della posizione finanziaria netta di Gruppo in base allo schema Consob. In precedenza i flussi relativi a tali asset erano rappresentati rispettivamente nei flussi di investimento/disinvestimento relativi a titoli e crediti finanziari. Per consentire un confronto omogeneo, il rendiconto finanziario del comparativo periodo è stato coerentemente riclassificato.

84573/519

segue RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2019	2018	2017
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(18)	1.811	3.790	1.842
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(18)	(3.512)	(2.757)	(2.973)
Rimborsi di passività per beni in leasing	(12)	(877)		
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(18)	161	(713)	(581)
		(2.417)	**320**	**(1.712)**
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.018)	(2.954)	(2.880)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(4)	(3)	(3)
Rimborso di capitale ad azionisti terzi		(1)		
Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate		(1)		
Acquisto di azioni proprie		(400)		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**(5.841)**	**(2.637)**	**(4.595)**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(817)***	***16***	***(16)***
Effetto della variazione dell'area di consolidamento [inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti]		(2)		7
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		8	18	(72)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		**(4.861)**	**3.492**	**1.699**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(5)	**10.855**	**7.363**	**5.674**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio[b]	(5)	**5.994**	**10.855**	**7.363**

(b) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2018 comprendono €19 milioni di diponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

84573/580

NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

1 - I principi contabili, stime contabili e rischi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")[1] emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05[2].

Il bilancio consolidato 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 valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione di seguito descritti.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2019, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 27 febbraio 2020, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA. La PricewaterhouseCoopers SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

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

STIME CONTABILI E RISCHI SIGNIFICATIVI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.

Un investitore controlla un'impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere. Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati con il cd. metodo dell'integrazione globale e pertanto sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico.

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti[3] ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo[4].

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla

(1) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2019.

(3) Secondo le disposizioni del Conceptual Framework for Financial Reporting, l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio.

(4) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019".

84573 531

ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[5]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable right and obligation) relative all'accordo. Nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi della joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione legale da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto[6,7].

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività della partecipata; l'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long term interest (cd. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità dell'investimento netto è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione

(5) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

(6) Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

(7) Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

84573/582

residua mantenuta[8]; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[9]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value[10], fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato e il fair value dei net asset acquisiti, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). In alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value, includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza[11]. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna business combination.

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Al riguardo, nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta è allineata al relativo fair value alla data di acquisizione del controllo, rilevando a conto economico la differenza[12].

Stime contabili e giudizi significativi: partecipazioni e business combination

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le business combination più significative, si avvale di valutazioni esterne.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio (fonte: Reuters – WMR).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo[13]. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla

(8) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

(9) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

(10) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".

(11) L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

(12) L'acquisizione di interest aggiuntivi in una joint operation rappresentativa di un business, che non comporta l'assunzione del controllo, non determina il remeasurement delle quote precedentemente detenute.

(13) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

84573/583

partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2019	Cambi al 31 dicembre 2019	Cambi medi dell'esercizio 2018	Cambi al 31 dicembre 2018	Cambi medi dell'esercizio 2017	Cambi al 31 dicembre 2017
Dollaro USA	1,12	1,12	1,18	1,15	1,13	1,20
Sterlina inglese	0,88	0,85	0,88	0,89	0,88	0,89
Dollaro australiano	1,61	1,60	1,58	1,62	1,47	1,53

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

ATTIVITÀ MINERARIA

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi – unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione – unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificarne lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; differentemente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione – proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

SVILUPPO

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso – proved". I costi di sviluppo sostenuti per ottenere l'accesso alle riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

AMMORTAMENTO UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente operato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo[14] l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe. Ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate ovvero le complessive riserve certe ai fini dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

PRODUCTION SHARING AGREEMENT E CONTRATTI DI BUY BACK

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement e ai contratti di buy back sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

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 sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Stime rilevanti e giudizi significativi: attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima. Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e, pertanto, influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati. Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione. Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. In particolare, ai fini dell'ammortamento,

(14) Il periodo è inteso come il trimestre.

84573/586

determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.
In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.
I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.
L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.
I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.
I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili operate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.
Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

LEASING[15,16]

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo[17]; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.
Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")[18]. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.
La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing[19], non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi[20]; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo

(15) Le accounting policy in materia di leasing sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 16 "Leasing" in vigore dal 1° gennaio 2019. Come consentito dal principio contabile, le nuove disposizioni sono state applicate senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. Le precedenti accounting policy in materia di leasing prevedevano essenzialmente: (i) che i beni assunti in leasing finanziario, ossia relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedevano il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, fossero iscritti, alla data di decorrenza del contratto, all'attivo patrimoniale al fair value dell'asset, al netto dei contributi di spettanza del locatario, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, in contropartita al debito finanziario verso il locatore; e (ii) con riferimento ai leasing operativi, l'imputazione a conto economico dei relativi canoni lungo la durata del contratto.
(16) Per espressa disposizione dell'IFRS 16 sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.
(17) La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.
(18) Eni si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.
(19) Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti le attività upstream (drilling rig).
(20) Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).
Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata in maniera analoga al costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).
Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario[21]; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate[22], delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.
Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (cd. follower).
La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa.
Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.
Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing.
Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (cd. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei mezzi assunti in leasing.

Stime contabili e giudizi significativi: operazioni di leasing

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale ha effettuato stime contabili ed esercitato giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo su un'attività immateriale da parte dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.
Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.
Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per il valore da ammortizzare valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".
Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione

(21) I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.
(22) L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario esercitorà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

84573/587

del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".
I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione[23].
I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.
Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. La definizione delle CGU è operata considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società.
Le cash generating unit possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, attribuibili su basi ragionevoli e coerenti. I corporate asset non attribuibili ad una specifica cash generating unit sono allocati ad un aggregato più ampio costituito da più cash generating unit. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset.
La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della cash generating unit e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della cash generating unit, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.
Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.
Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali e, nel breve-medio termine, considera anche le previsioni degli analisti di mercato e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato.
Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società – di seguito anche "forestry"). In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, gli esborsi per iniziative di forestry[24] sono considerati, coerentemente al target di medio termine della strategia di decarbonizzazione, ad integrazione delle previsioni degli esborsi del settore le cui emissioni sono oggetto di offset. Allo stato, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto della difficoltà di operare un'allocazione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore specifico, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom di tale settore.
Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova la cash generating unit oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Gas & Power e al business Chimica, tenuto conto delle relative differenti rischiosità rispetto a quella complessiva Eni, sono stati definiti specifici WACC sulla base di un campione di società comparabili, rettificati per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Per gli altri settori/business, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in guan-

(23) Le accounting policy adottate fino all'esercizio 2017 (ante applicazione dell'IFRS 15) prevedevano la rilevazione all'attivo patrimoniale dei costi direttamente attribuibili all'acquisizione della clientela al verificarsi di tutte le seguenti condizioni: (i) i costi capitalizzati erano determinati in maniera attendibile; (ii) esistova un contratto vincolante per il cliente per un determinato periodo; e (iii) era probabile che l'ammontare dei costi capitalizzati venisse recuperato attraverso i ricavi generati dalla transazione di vendita, ovvero attraverso l'incasso di penalità in caso di risoluzione anticipata del contratto.
(24) Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".

84573/588

to questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.
Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.
Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore[25].

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.
Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.
In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i deferred cost stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

Stima recuperabilità e profili significativi impatti delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo e produzione. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc.
Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay".
I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente l'attività interessata.
Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. La valorizzazione dei flussi di cassa associati alle commodity petrolifere è determinata sulla base delle informazioni desumibili dal mercato a termine, tenuto conto della liquidità e affidabilità

[25] La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

84573/589

espresse, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

STRUMENTI FINANZIARI[26]

ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). L'applicazione del metodo del costo ammortizzato comporta la rilevazione a conto economico degli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, delle differenze di cambio e delle eventuali svalutazioni[27] (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti di utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading. Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al fair value con effetti a conto economico è effettuata sulla base del cosiddetto expected credit loss model. In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cd. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cd. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della probability of default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le National Oil Company, la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti[28].

Considerate le caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

(26) Le accounting policy relative agli strumenti finanziari sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari" in vigore dal 2018; come previsto dal principio contabile, l'applicazione delle nuove disposizioni è avvenuta a partire dal 1° gennaio 2018 senza restatement degli esercizi posti a confronto. Con riferimento alle fattispecie applicabili al Gruppo, le precedenti accounting policy in materia di strumenti finanziari (applicati fino all'esercizio 2017) prevedevano, essenzialmente: (i) un differente modello di classificazione delle attività finanziarie basato sulle categorie previste dallo IAS 39; (ii) la determinazione e rilevazione delle svalutazioni di attività finanziarie al verificarsi di obiettive evidenze di perdita di valore (cd. incurred loss model); e (iii) disposizioni più vincolanti per l'applicazione dell'hedge accounting (principalmente connesse alla verifica dell'efficacia della copertura).

(27) I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

(28) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

84573/590

La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione del long term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Stime contabili e giudizi significativi, svalutazioni di attività finanziarie

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), l'esistenza delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

PARTECIPAZIONI MINORITARIE

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative, v. oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'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; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, operando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cd. basis adjustment).

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati 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".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali di classificazione delle attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

84573/541

ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) 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; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa; nell'esercizio in cui l'ottenimento dei benefici è diventato virtualmente certo, sono rilevati l'attività e il relativo provento.

FONDI PER LO SMANTELLAMENTO E IL RIPRISTINO DEI SITI

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, in presenza di un'obbligazione legale o implicita e della possibilità di effettuare una stima attendibile dell'onere, in contropartita alle attività a cui si riferiscono[29].

In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale. L'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali. Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti, passività ambientali e altri fondi

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive nonché la previsione del timing degli esborsi e il loro eventuale aggiornamento, sono frutto di un processo complesso che comporta l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli

(29) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; i costi di smantellamento o ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai settori Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo, Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai settori Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power.

84573 / 592

internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente[30].

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".

Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni[31]. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente le condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalu-

(30) Nell'ambito delle obbligazioni ambientali assunte, non disponendosi di informazioni in merito alla prevedibile durata di esercizio non sono oggetto di accantonamento i costi, aventi natura operativa, associati alla gestione degli impianti di trattamento delle acque di falda. Al riguardo, Eni valuta periodicamente l'evoluzione delle condizioni di riferimento, ivi incluso il quadro normativo e tecnologico, al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano determinare l'attivazione di accantonamenti.

(31) Il piano di incentivazione basato su azioni attualmente in essere è stato approvato dall'Assemblea del 13 aprile 2017 e prevede il regolamento tramite azioni proprie.

84573/593

tazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.
Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione, caratterizza inoltre le attività per la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute[32].
I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.
In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.
Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.
Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

Altre contabilità e giudizi significativi: ricavi da contratti con la clientela

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto principalmente delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi, suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

COSTI

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.
I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi, sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi". I costi sostenuti, in via volontaria, per l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.
I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla pro-

(32) Le accounting policy adottate fino all'esercizio 2017 (entitlement method, ante applicazione dell'IFRS 15) prevedevano che i ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori fossero iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza. In applicazione di tale metodo, le posizioni patrimoniali derivanti dal ritiro di quantità superiori o inferiori rispetto alle quote di spettanza (lifting imbalance) venivano rappresentate rispettivamente come debiti e crediti e valorizzate ai prezzi correnti alla chiusura del periodo.

gettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta. Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.
I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli azionisti e dal Consiglio di amministrazione.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.
In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.
In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.
Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

Stime contabili e giudizi significativi: imposte sul reddito

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni. La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.
La necessità di operare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda inoltre le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATIONS

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.
Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.
Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra

84573/515

il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.
La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. Successivamente alla cessione, la quota di partecipazione residua è valutata applicando i criteri indicati al precedente punto "Partecipazioni minoritarie", salvo che la stessa, in relazione alla classificazione attribuitale, continui ad essere valutata secondo il metodo del patrimonio netto.
L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.
Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.
Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica. Se l'interruzione del piano di vendita riguarda una controllata, una joint operation, una joint venture o una collegata, ovvero una quota di partecipazione in una joint venture o in una collegata, sono rideterminati i valori presentati in bilancio sin dal momento della classificazione come held for sale/discontinued operation.

VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzosa o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price).
La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.
La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.
La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuarne un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.
La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.
Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).
In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Stime contabili e giudizi significativi: fair value

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

1. Criteri di bilancio[33]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[34]. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente

(33) Gli impatti sugli schemi di bilancio connessi con l'entrata in vigore dal 1° gennaio 2019 dei nuovi principi contabili, nonché quelli connessi alle altre modifiche apportate agli schemi di bilancio, sono indicati alla nota n. 3 – Modifiche dei criteri contabili.
(34) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

84573/596

dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; differentemente, sono classificati tra le componenti non correnti.
Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.
Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

[illegible]

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

- nello stato patrimoniale, sono rilevati il right-of-use asset e la lease liability e presentati in voci distinte rispetto alle altre componenti patrimoniali;
- nel conto economico, sono rilevati, tra i costi operativi, gli ammortamenti e le eventuali svalutazioni/radiazioni dell'attività per diritto di utilizzo e, nella sezione finanziaria, gli interessi passivi maturati sulla lease liability, se non oggetto di capitalizzazione, in luogo dei canoni di leasing operativi precedentemente rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni dello IAS 17. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi. Inoltre, il conto economico include: (i) i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata e di modico valore; (ii) i canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato); e (iii) quando oggetto di separazione, le eventuali non-lease component presenti;
- nel rendiconto finanziario, i rimborsi della quota capitale della lease liability sono classificati all'interno del flusso di cassa netto da attività di finanziamento, mentre gli interessi passivi sono classificati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset[35]. Conseguentemente, rispetto alle disposizioni dello IAS 17 con riferimento ai contratti di leasing operativo, l'applicazione dell'IFRS 16 comporta un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglie più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, ma gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability non oggetto di capitalizzazione[36]; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglie più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability oggetto di capitalizzazione; e (c) un peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglie gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della lease liability.

L'applicazione delle nuove disposizioni ha interessato la maggior parte delle realtà del Gruppo; in termini di valori e/o di volumi, le principali fattispecie sono state rappresentate: (i) per il settore Exploration & Production, dai contratti di leasing dei mezzi di perforazione (drilling rig) e dei mezzi navali di produzione e stoccaggio (cd. Floating production storage and offloading – FPSO); (ii) per il settore Refining & Marketing e Chimica, dalle concessioni autostradali, dalle locazioni di terreni, dalle locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché dal parco auto dedicato al business del car sharing (enjoy); (iii) per il settore Gas & Power, dalle locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e di strutture di logistica per la distribuzione gas, nonché dai contratti di tolling; (iv) per le strutture Corporate, dai contratti di affitto degli immobili.
L'IFRS 16 è stato applicato dal 1° gennaio 2019, avvalendosi della possibilità, consentita dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto (in applicazione del cd. modified retrospective approach). In particolare, l'adozione dell'IFRS 16 ha comportato la rilevazione di right-of-use asset per €5,7 miliardi e di lease liability per €5,8 miliardi; quest'ultima include anche i debiti per lease fee outstanding al 1° gennaio 2019, classificati come commerciali ante IFRS 16. Detti impatti tengono conto dell'applicazione delle indicazioni dell'IFRS Interpretations Committee, che nei casi di joint operation non incorporate prevedono la rilevazione del 100% della lease liability da parte dell'operatore che, avendo sottoscritto il contratto di leasing, è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore. In dette fattispecie, quando sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, Eni è considerata "primary responsible", è prevista la rilevazione: (i) nel passivo, del 100% della lease liability; e (ii) nell'attivo del 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere

(35) I pagamenti per diritti d'utilizzo di beni in leasing effettuati, a titolo di anticipo, anteriormente alla commencement date del contratto di leasing, sono classificati all'interno del flusso di cassa netto da attività di investimento.
(36) Il flusso di cassa netto da attività operativa include inoltre: (i) gli esborsi per canoni di leasing di breve durata o di modico valore; (ii) gli esborsi per canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability; e (iii) gli esborsi relativi a non-lease component.

84573/597

con i follower. In particolare, con riferimento alla lease liability rilevata al 1° gennaio 2019, la componente corrispondente al working interest dei follower corrisponde ad un importo di €2,0 miliardi, determinandosi in €3,7 miliardi quella corrispondente al working interest di Eni.

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

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

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

Gli effetti quantitativi e le riclassifiche derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2019, dell'IFRS 16 sono di seguito riportati:

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

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

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

La media ponderata del tasso di attualizzazione applicato alle lease liability rilevate nello stato patrimoniale al 1° gennaio 2019 è pari al 6,8%.

Inoltre a partire dal 1° gennaio 2019 sono entrate in vigore anche:

(i) le modifiche allo IAS 28 "Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture", omologate con il Regolamento n. 2019/237 emesso dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2019, volte a chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche ai crediti concessi a società collegate o joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest) che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi;

84573/598

(ii) l'IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito", omologato con il Regolamento n. 2018/1595 emesso dalla Commissione Europea in data 23 ottobre 2018, contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali (correnti e/o differite) relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. In particolare, in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi sui criteri di valutazione delle imposte sul reddito. Con riferimento alla rappresentazione negli schemi di bilancio, si segnala che, nel settembre 2019, l'IFRS Interpretations Committee ha evidenziato che le uncertain tax asset/liability sono da rappresentarsi nelle voci che accolgono le attività e passività per imposte sul reddito e non in altre poste di bilancio. In questa prospettiva, rientrando nelle fattispecie delle uncertain tax liability anche gli accantonamenti operati per contenziosi in materia di imposte sul reddito, le passività correlate a contenziosi tributari per imposte sul reddito sono state riclassificate dalla voce "Fondi per rischi e oneri" alla nuova voce "Passività per imposte sul reddito" inserita nella sezione non corrente dello stato patrimoniale. Inoltre, lo schema di stato patrimoniale è stato integrato per prevedere, nella sezione non corrente, anche la nuova voce "Attività per imposte sul reddito", al fine di presentare in voci specifiche e non residuali le attività non correnti relative a imposte sul reddito (e diverse dalle imposte anticipate)[37].

Infine, a partire dall'esercizio 2019, nello schema di stato patrimoniale, sono state eliminate le voci "Attività per altre imposte correnti" e "Passività per altre imposte correnti" e i relativi saldi sono stati riclassificati all'interno delle voci "Altre attività" e "Altre passività" della sezione corrente. Questa nuova articolazione è stata effettuata in quanto la separata presentazione non è ritenuta rilevante ai fini della comprensione della situazione patrimoniale del Gruppo.

La rilevanza delle riclassifiche effettuate nello schema di stato patrimoniale, sopra descritte, ha comportato la necessità di presentare anche i dati al 1° gennaio 2018.

2 Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2019/2075 emesso dalla Commissione Europea in data 29 novembre 2019 sono state omologate le modifiche agli IFRS "Modifiche ai riferimenti al Quadro concettuale negli IFRS" (di seguito modifiche agli IFRS), essenzialmente di natura tecnica e redazionale, volte a recepire il nuovo framework di riferimento degli IFRS (cd. Conceptual Framework for Financial Reporting). Le modifiche agli IFRS sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

Con il Regolamento n. 2019/2104 emesso dalla Commissione Europea in data 29 novembre 2019 sono state omologate le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 "Definizione di rilevante" (di seguito modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8), volte a chiarire, e a rendere uniforme all'interno degli IFRS e di altre pubblicazioni, la definizione di "rilevante" con la finalità di supportare le imprese in sede di formulazione di giudizi in merito alla rilevanza di un'informazione. In particolare, un'informazione deve considerarsi rilevante se si può ragionevolmente presumere che il relativo occultamento, omissione o errata presentazione influenzi gli utilizzatori principali del bilancio in sede di assunzione di decisioni sulla base dello stesso. Le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

Con il Regolamento n. 2020/34 emesso dalla Commissione Europea in data 15 gennaio 2020 sono state omologate le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7 contenute nel documento "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse" (di seguito modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7), volte a fornire delle esenzioni temporanee dall'applicazione di alcune disposizioni in materia di hedge accounting per tutte le relazioni di copertura impattate direttamente dalla riforma sui tassi di interesse benchmark. Le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 18 maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" (di seguito IFRS 17), che definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

In data 22 ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 3 "Business Combinations" (di seguito modifiche all'IFRS 3), volte a fornire chiarimenti sulla definizione di business. Le modifiche all'IFRS 3 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito modifiche allo IAS 1), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti. Le modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

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

(37) In precedenza i crediti e debiti per imposte sul reddito, presentati nella sezione non corrente dello stato patrimoniale, erano inclusi, rispettivamente, nelle voci relative alle altre attività/passività non correnti.

84573/599

5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €5.994 milioni (€10.836 milioni al 31 dicembre 2018) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 90 giorni per €3.984 milioni (€8.732 milioni al 31 dicembre 2018) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in dollari USA e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.
L'ammontare di restricted cash è di circa €198 milioni in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.
La scadenza media dei depositi in euro di €3.086 milioni è di 9 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,22%; la scadenza media dei depositi in dollari USA di €864 milioni è di 8 giorni e il tasso di interesse effettivo è l'1,95%.

6 Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.462	1.083
Altri titoli	5.298	5.469
	6.760	**6.552**

Le attività finanziarie destinate al trading 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.
Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.347 milioni (€1.301 milioni al 31 dicembre 2018).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Euro	4.272	4.573
Dollaro USA	2.279	1.614
Altre valute	209	365
	6.760	**6.552**

84573 600

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	734	743	Baa3	BBB
Cile	177	181	A1	A+
Altri(*)	216	224	da Aaa a Baa1	da AAA a BBB+
	1.127	**1.148**		
Tasso variabile				
Italia	126	126	Baa3	BBB
Germania	106	106	Aaa	AAA
Altri(*)	81	82	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB
	313	**314**		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	**1.440**	**1.462**		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.183	1.212	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da istituti finanziari e assicurativi	862	879	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB-
Altri titoli	105	106	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	2.150	**2.197**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.530	1.535	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da istituti finanziari e assicurativi	1.116	1.122	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	444	444	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	3.090	**3.101**		
Totale Altri titoli	**5.240**	**5.298**		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	**6.680**	**6.760**		

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.219 milioni e di livello 2 per €541 milioni. Nel corso dell'esercizio 2019 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

[illegible]

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Crediti commerciali	8.519	9.520
Crediti per attività di disinvestimento	30	122
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	2.637	3.024
Crediti verso altri	1.687	1.435
	12.873	**14.101**

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

Il decremento dei crediti commerciali di €1.001 milioni è riferito al settore Gas & Power per €874 milioni 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 milioni (€1.769 milioni nell'esercizio 2018 con scadenza 2019). Le cessioni 2019 hanno riguardato crediti relativi al settore Gas & Power per €1.369 milioni e al settore Refining & Marketing e Chimica per €413 milioni.

I crediti per attività di disinvestimento sono diminuiti di €92 milioni nel corso dell'esercizio per effetto dell'incasso dell'ultima rata di €123 milioni relativa alla cessione dell'interest del 10% dell'asset Zohr in Egitto a BP avvenuta nel 2017.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €1.052 milioni (€977 milioni al 31 dicembre 2018) ed è relativa al recupero della quota dei costi d'investimento di competenza dei joint operator in progetti

84573/601

petroliferi operati da Eni nei confronti: (i) della società di Stato NNPC per €764 milioni (€681 milioni al 31 dicembre 2018) di cui circa il 70% scaduti. La quota scaduta è oggetto di un piano di rientro "Repayment Agreement" concordato tra le parti che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di azzeramento dello scaduto in tre-cinque anni allo scenario Brent di Eni. L'attuazione di tale piano ha consentito di recuperare in due anni circa il 45% dell'ammontare. Il credito residuo a fine esercizio è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione; (ii) di una società petrolifera locale per l'ammontare di circa €113 milioni al netto di un fondo svalutazione stimato in base alla loss given default "LGD" definita da Eni per le international oil companies in stato di default. Sono in corso iniziative per la definizione di un piano di rientro. Un credito di ammontare equivalente è stato invece riclassificato tra le attività non correnti in forza della definizione di un piano di rientro basato sull'attribuzione a Eni degli incassi della vendita delle produzioni di spettanza di tale partner. Questo credito è stato considerato in bonis considerato che la produzione è operata da Eni.

I crediti verso altri comprendono per €373 milioni (€300 milioni al 31 dicembre 2018) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione stimato sulla base delle percentuali di perdita sofferte dai creditori in occasione di default sovrani, tenuto conto delle specificità del settore Oil & Gas, applicato anche per la valutazione della recuperabilità del valore di carico della partecipazione e del long term interest nell'iniziativa, descritti alla nota n. 16 – Altre attività finanziarie.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €6.303 milioni e €5.480 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

	Crediti in bonis					
(€ milioni)	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	Clienti Eni gas e luce	Totale
31.12.2019						
Clienti business	1.922	2.882	840	1.396		**7.040**
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	1.201	472	244	2.710		**4.627**
Altre controparti	1.646	103	381	217	2.105	**4.452**
Valore lordo	**4.769**	**3.457**	**1.465**	**4.323**	**2.105**	**16.119**
Fondo svalutazione	(13)	(4)	(16)	(2.547)	(666)	**(3.246)**
Valore netto	**4.756**	**3.453**	**1.449**	**1.776**	**1.439**	**12.873**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,3	0,1	1,1	58,9	31,6	20,1
31.12.2018						
Clienti business	2.454	3.585	1.152	1.350		**8.541**
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	1.292	157	672	2.217		**4.338**
Altre controparti	1.494	77	156	271	2.374	**4.372**
Valore lordo	**5.240**	**3.819**	**1.980**	**3.838**	**2.374**	**17.251**
Fondo svalutazione	(9)	(3)	(44)	(2.237)	(857)	**(3.150)**
Valore netto	**5.231**	**3.816**	**1.936**	**1.601**	**1.517**	**14.101**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,2	0,1	2,6	62,5	36,1	18,3

Eni distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi sulla base di un processo di affidamento individuale o di una specifica valutazione del rischio controparte. In particolare, per le controparti commerciali diverse dalle National Oil Companies (NOC) e pubbliche amministrazioni, oggetto di un processo di affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti corrente e prospettica; (ii) storia del rapporto contrattuale (regolarità dei pagamenti, contestazioni, ecc.); (iii) presenza di elementi mitiganti il rischio controparte (quali forme di securitization, assicurazioni del rischio, garanzie di terzi); (iv) eventuali ulteriori informazioni qualitative raccolte dalle funzioni commerciali dei singoli business e da info-provider specialistici; (v) andamento del settore di riferimento. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità del portafoglio correnti e forward looking. La loss given default (LGD) di questi clienti è stimata dai business Eni sulla base dell'esperienza storica di recupero dei crediti commerciali; per i clienti in default sono utilizzate stime basate sull'esperienza del recupero crediti in contenzioso o in ristrutturazione.

Per le controparti National Oil Company, partner di Eni nei progetti Oil & Gas, e pubbliche amministrazioni la probabilità of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando quale dato di input i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari, mentre la LGD è stimata sulla base delle medie storiche dei ritardi di pagamento, valorizzando in sostanza il time value tenuto conto delle forme di securitization in essere che possono comportare una mitigazione della stima della LGD. In caso di particolari situazioni di mercato e di crisi finanziarie "sovereign", la expected loss delle NOC è oggetto di re-rating sulla base dell'osservazione em-

84573/602

pirica maturata nei casi di ristrutturazioni dei debiti sovrani con particolare riferimento al settore dell'energia.
Per la clientela Eni gas e luce la determinazione delle classi di rischio e della relativa expected loss è effettuata per cluster omogenei di clientela sulla base delle esperienze passate in termini di incasso, sistematicamente aggiornate e integrate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito dei cluster delle controparti.
L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela retail del settore Gas & Power sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

		Scaduti				
(€ milioni)	Non scaduti	da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	Totale
31.12.2019						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	991	105	60	86	326	1.618
- Middle	93	29	4	14	263	403
- Altri	76	3	1	2	2	84
Valore lordo	**1.160**	**137**	**65**	**102**	**641**	**2.105**
Fondo svalutazione	(16)	(27)	(26)	(49)	(548)	(666)
Valore netto	**1.144**	**110**	**39**	**53**	**93**	**1.439**
Expected loss (%)	1,4	19,7	40,0	48,0	85,5	31,6
31.12.2018						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	525	49	34	64	554	1.276
- Middle	449	43	13	29	349	883
- Altri	207	2	1	2	3	215
Valore lordo	**1.231**	**94**	**48**	**95**	**906**	**2.374**
Fondo svalutazione	(20)	(18)	(18)	(56)	(745)	(857)
Valore netto	**1.211**	**76**	**30**	**39**	**161**	**1.517**
Expected loss (%)	1,6	19,1	37,5	58,9	82,2	36,1

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €2.914 milioni (€3.072 milioni al 31 dicembre 2018):

(€ milioni)	2019	2018
Fondo svalutazione iniziale	**3.150**	**2.639**
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)		427
	3.150	**3.066**
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	95	126
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	525	372
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(119)	(189)
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(484)	(532)
Altre variazioni	79	307
Fondo svalutazione finale	**3.246**	**3.150**

Gli accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti al settore Gas & Power per €67 milioni (€108 milioni nel 2018) e riguardano principalmente la clientela retail; nel settore Exploration & Production gli accantonamenti di €23 milioni (€16 milioni nel 2018) riguardano crediti verso i joint operator – società petrolifere di Stato o international oil company – in progetti petroliferi operati da Eni per chiamate fondi.
Gli accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti al settore Exploration & Production per €339 milioni (€291 milioni nel 2018) e riguardano principalmente le forniture di idrocarburi equity a società di Stato e i crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator in progetti petroliferi operati da Eni.

Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €603 milioni (€721 milioni nel 2018) sono riferiti al settore Gas & Power per €385 milioni (€613 milioni nel 2018) e riguardano utilizzi a fronte oneri per €344 milioni (€579 milioni nel 2018) riferiti principalmente alla clientela retail. Le azioni messe in atto dalla società per mitigare il rischio controparte, compresa la maggiore selettività in fase di acquisizione clienti, hanno consentito di ridurre a livelli fisiologici l'incidenza dell'unpaid sul fatturato retail. Gli utilizzi nel settore Exploration & Production di €177 milioni (€66 milioni nel 2018) sono relativi ai progressi registrati nelle azioni di recupero di crediti in sofferenza per chiamate fondi.

84573/603

Le svalutazioni nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti al fondo svalutazione	(620)	(498)
Perdite su crediti	(45)	(37)
Utilizzi per esubero	233	120
	(432)	**(415)**

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

8 Rimanenze e Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Materie prime, sussidiarie e di consumo	950	889
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.477	1.451
Prodotti finiti e merci	2.284	2.274
Lavori in corso su ordinazione	8	
Certificati e diritti di emissione	15	37
Totale rimanenze correnti	**4.734**	**4.651**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere, i catalizzatori e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.
I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferiti al settore Exploration & Production per €1.359 milioni (€1.334 milioni al 31 dicembre 2018).
I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €1.467 milioni (€1.543 milioni al 31 dicembre 2018) e prodotti chimici per €547 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018).
I certificati e diritti di emissione sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.
Rimanenze di magazzino per €95 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €377 milioni (€578 milioni al 31 dicembre 2018).
Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €1.371 milioni (€1.217 milioni al 31 dicembre 2018), sono possedute da società italiane per €1.353 milioni (€1.200 milioni al 31 dicembre 2018) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

9 Attività e passività per imposte sul reddito

	31.12.2019				31.12.2018			
(€ milioni)	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente
Imposte sul reddito	192	173	456	454	191	168	440	287

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.
Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per conteziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €362 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2018).

84573/604

19 Altre attività e passività

(€ milioni)	31.12.2019				31.12.2018			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente
Fair value su strumenti finanziari derivati	2.573	54	2.704	50	1.594	68	1.445	40
Passività da contratti con la clientela			1.669	456			1.108	518
Attività e passività relative ad altre imposte	766	223	1.411	63	561	254	1.432	34
Altre	633	594	1.362	1.042	664	302	1.427	883
	3.972	**871**	**7.146**	**1.611**	**2.819**	**624**	**5.412**	**1.475**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte sono riferite a crediti IVA per €742 milioni, di cui €557 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€608 milioni al 31 dicembre 2018, di cui €383 correnti).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long term per €174 milioni (€26 milioni al 31 dicembre 2018); l'incremento è motivato da opportunità di ottimizzazione del portafoglio che hanno determinato l'attivazione della clausola take-or-pay con previsione di recupero dei volumi sottostanti oltre il prossimo esercizio; (ii) crediti non correnti per attività di investimento per €11 milioni (€9 milioni al 31 dicembre 2018).

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 milioni (€716 milioni 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 milioni (€66 milioni al 31 dicembre 2018) e alla quota a lungo termine per €455 milioni (€518 milioni al 31 dicembre 2018).

Le altre passività correnti comprendono le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €917 milioni (€1.004 milioni al 31 dicembre 2018).

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €628 milioni (€636 milioni al 31 dicembre 2018) e passività per IVA per €311 milioni (€359 milioni al 31 dicembre 2018).

Le altre passività non correnti comprendono depositi cauzionali ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €231 milioni (€233 milioni al 31 dicembre 2018).

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

84573/605

15 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	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 acconti	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.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €93 milioni (€52 milioni nel 2018) riferiti al settore Exploration & Production per €71 milioni (€37 milioni nel 2018). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,6% e il 2,8% (2,3% e 2,4% al 31 dicembre 2018).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €6.889 milioni (€7.757 milioni nel 2018) e comprendono bonus dell'ammontare di €400 milioni riferiti all'acquisizione riserve proved e unproved in un campo di produzione già partecipato negli Stati Uniti, all'ingresso in permessi in fase di sviluppo in Algeria e al bonus residuo per il completamento dell'ingresso in una concessione negli Emirati Arabi Uniti; pertanto, una parte di tali investimenti incrementa la voce unproved mineral interest.

Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 38 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2018:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Pozzi e impianti di sfruttamento minerario	UOP
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 12
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	4 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attrezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

84573 /606

Le informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing.
Le differenze di cambio da conversione sono riferite essenzialmente ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €976 milioni.
La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production in relazione al decremento della curva dei tassi di attualizzazione e dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio.
I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €4.560 milioni l'avanzamento dell'attività di sviluppo delle riserve principalmente in Egitto, Messico, Libia, Ghana e Angola.
Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate: (i) riclassifiche da pozzi esplorativi completati e in attesa di esito a pozzi esplorativi di successo per €46 milioni principalmente in Egitto e Angola; (ii) radiazioni per €183 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Australia, Kazakhstan, Pakistan, Cina e Regno Unito.
L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.246 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €317 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	**1.101**	**1.263**	**1.684**
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	368	235	451
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesati nell'esercizio	(183)	(61)	(217)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(46)	(297)	(278)
Cessioni	(15)	(6)	(199)
Variazione dell'area di consolidamento		(58)	
Riclassifica ad attività destinate alla vendita		(24)	
Differenze cambio da conversione	21	49	(178)
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	**1.246**	**1.101**	**1.263**

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2019		2018		2017	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	185	7,7	111	7,0	222	8,0
- da 1 a 3 anni	171	6,4	87	2,9	241	3,9
- oltre 3 anni	890	26,4	903	24,2	800	21,4
	1.246	**40,5**	**1.101**	**34,1**	**1.263**	**33,3**
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	185	7,7	111	7,0	148	5,9
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	556	11,3	217	4,7	261	4,7
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	505	21,5	773	22,4	854	22,7
	1.246	**40,5**	**1.101**	**34,1**	**1.263**	**33,3**

84573/607

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€505 milioni) comprendono un solo ammontare significativo relativo ai costi esplorativi sostenuti per la scoperta Mamba nell'Area 4 offshore del Mozambico per la quale i partner della venture stanno completando le attività per la decisione finale di investimento (FID). Gli altri costi sospesi si riferiscono a iniziative in corso nei principali paesi di presenza (Nigeria, Angola, Congo ed Egitto), nessuna delle quali però rappresenta un ammontare singolarmente significativo.

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

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Totale
2019								
Valore iniziale	**769**	**921**	**77**	**103**	**77**	**29**	**502**	**2.478**
Investimenti				97	135	1	23	256
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(533)		65	(27)				(495)
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(4)	(14)	(99)	(12)		(129)
Differenze di cambio da conversione	17	18	1	3	2	1	10	52
Valore finale	**253**	**939**	**139**	**162**	**115**	**19**	**535**	**2.162**
2018								
Valore iniziale	**1.162**	**825**	**192**	**99**	**105**	**7**		**2.390**
Investimenti	26	56				23	487	592
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(429)		(76)					(505)
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(32)		(44)		(32)	(2)		(110)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	42	40	5	4	4	1	15	111
Valore finale	**769**	**921**	**77**	**103**	**77**	**29**	**502**	**2.478**

Gli unproved mineral interest comprendono €874 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a Shell che contestualmente acquistò il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.184 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011, il cui oggetto fu l'acquisizione della licenza da parte di Eni e Shell, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come dettagliatamente descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria Annuale. L'impairment test dell'asset ha confermato la tenuta del valore di libro anche considerando uno stress test che assume possibili ritardi nell'avvio dello sviluppo.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €18.226 milioni e €16.471 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing per €241 milioni.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €112 milioni (€125 milioni al 31 dicembre 2018).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Attività in concessione.

84573/608

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

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
Prima applicazione IFRS 16	3.294	346	569	462	7	720	43	215	5.656
Riclassifiche da attività materiali				30				16	46
Riclassica ad attività destinate alla vendita								(13)	(13)
Valore netto al 01.01.2019	**3.294**	**346**	**569**	**492**	**7**	**720**	**43**	**218**	**5.689**
Incrementi	32	192	219	54	1	108	22	56	684
Ammortamenti(*)	(240)	(224)	(272)	(61)	(1)	(115)	(23)	(63)	(999)
Svalutazioni				(13)				(28)	(41)
Differenze di cambio da conversione	67	6	4	2		3		3	85
Altre variazioni		(7)	(23)	(14)	(1)	(9)	(10)	(5)	(69)
Valore netto al 31.12.2019	**3.153**	**313**	**497**	**460**	**6**	**707**	**32**	**181**	**5.349**
Valore lordo al 31.12.2019	3.393	528	757	532	7	806	54	274	6.351
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2019	240	215	260	72	1	99	22	93	1.002

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali e immateriali.

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito: (i) per €3.895 milioni al settore Exploration & Production e riguarda principalmente i leasing operativi di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e del Blocco 15/06 West e East hub in Angola della durata compresa tra i 10 e 18 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) per €512 milioni al settore Refining & Marketing e Chimica e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché il parco auto dedicato al business del car sharing; (iii) per €365 milioni al settore Gas & Power e riguarda le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e di strutture di logistica per la distribuzione gas; (iv) per €577 milioni al settore Corporate e Altre attività e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di circa €2,1 miliardi relativo a una unità navale FPSO da utilizzare per lo sviluppo dell'Area 1 in Messico. L'asset è previsto entrare nelle disponibilità del Gruppo come RoU nel 2021 con una durata del contratto fino al 2040; (ii) un contratto del valore nominale di €438 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga o risoluzione di contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €297 milioni; (ii) stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €155 milioni; (iii) altre opzioni di proroga relativi a contratti di locazione di un terreno per €60 milioni e di asset a servizio del business upstream per €84 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
Prima applicazione IFRS 16	665	4.991	5.656
Riclassifiche	132	36	168
Riclassica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(3)	(10)	(13)
Valore al 01.01.2019	**794**	**5.017**	**5.811**
Incrementi		668	668
Decrementi	(875)	(2)	(877)
Differenze di cambio da conversione	10	77	87
Altre variazioni	960	(1.001)	(41)
Valore al 31.12.2019	**889**	**4.759**	**5.648**

84573/609

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.976 milioni alla quota delle passività di competenza del joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €877 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €347 milioni; (iii) il diritto di utilizzo prepagato di beni in locazione per €16 milioni.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019
Altri ricavi e proventi	
- proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing	6
	6
Acquisti, prestazioni e costi diversi	
- leasing di breve durata	115
- leasing di modico valore	39
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	16
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)
	168
Ammortamenti e svalutazioni	
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	999
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(210)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	41
	830
Proventi (oneri) finanziari	
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(378)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	17
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	(6)
	(367)

84573/610

17 Attività immateriali

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Totale
2019						
Valore iniziale netto	**1.081**	**221**	**584**	**1.886**	**1.284**	**3.170**
Investimenti	78	23	210	311		311
Ammortamenti	(81)	(93)	(117)	(291)		(291)
Svalutazioni	(19)		(72)	(91)	(26)	(117)
Radiazioni	(28)	(1)	(1)	(30)		(30)
Differenze di cambio da conversione	18		1	19	3	22
Altre variazioni	(18)	45	(37)	(10)	4	(6)
Valore finale netto	**1.031**	**195**	**568**	**1.794**	**1.265**	**3.059**
Valore finale lordo	1.748	1.597	4.373	7.718		
Fondo ammortamento e svalutazione	717	1.402	3.805	5.924		
2018						
Valore iniziale netto	**995**	**240**	**486**	**1.721**	**1.204**	**2.925**
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)			87	87		87
Valore iniziale netto riesposto	**995**	**240**	**573**	**1.808**	**1.204**	**3.012**
Investimenti	133	28	180	341		341
Ammortamenti	(71)	(87)	(226)	(384)		(384)
Svalutazioni			(16)	(16)		(16)
Radiazioni	(15)		(1)	(16)		(16)
Differenze di cambio da conversione	39			39	8	47
Variazione dell'area di consolidamento			74	74	46	120
Altre variazioni		40		40	26	66
Valore finale netto	**1.081**	**221**	**584**	**1.886**	**1.284**	**3.170**
Valore finale lordo	1.686	1.534	4.188	7.408		
Fondo ammortamento e svalutazione	605	1.313	3.604	5.522		

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il committment del management nell'iniziativa. Gli investimenti riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi principalmente negli Emirati Arabi Uniti, in Mozambico, in Messico e in Indonesia.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Diritti esplorativi proved	291	357
Diritti esplorativi unproved	709	684
Altri diritti esplorativi	31	40
	1.031	**1.081**

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.
Le altre attività immateriali riguardano: (i) attività per acquisizione di clientela nel business retail gas di €226 milioni (€166 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €102 milioni (€151 milioni al 31 dicembre 2018) ed includono diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria per €30 milioni (€27 milioni al 31 dicembre 2018); (iii) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto per €78 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018).

84573|GU

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2018:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP - 33
Diritti di trasporto del gas naturale	3
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	25 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.454 milioni. Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Gas & Power	981	977
Exploration & Production	190	187
Refining & Marketing e Chimica	93	119
Altre attività	1	1
	1.265	**1.284**

La svalutazione del goodwill è riferita alla linea di business Chimica e riguarda le attività di sviluppo, industrializzazione, licensing di tecnologie e processi bio-chimici basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili.
Le altre variazioni relative al goodwill riguardano l'acquisizione della SEA SpA operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica in ambito residenziale e industriale.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.
Relativamente al settore Gas & Power che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Mercato Gas Italia	839	835
Mercato Gas Europeo	142	142
	981	**977**

Il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda principalmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni successivi goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.
Al fine di verificare la tenuta del valore di libro della CGU Mercato Gas Italia compreso l'ammontare del goodwill allocato, ne è stato determinato il valore d'uso considerando i margini delle vendite al solo mercato retail (escludendo i margini wholesale sulle vendite ai clienti industriali, grossisti e termoelettrici). Tale stima ha considerato i flussi di cassa della CGU in oggetto desunti dal piano quadriennale approvato dal management e incorporando la perpetuity dell'ultimo anno del piano per la determinazione del terminal value assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato. I flussi così determinati sono stati attualizzati al WACC post-tax Gas & Power rettificato per il rischio paese pari al 5,3% per l'Italia. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.
Non vi sono ipotesi realistiche di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di €1.701 milioni del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.
Il goodwill allocato al Mercato Gas Europeo è relativo per €95 milioni alla società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) che opera in Francia e per €45 milioni all'acquisizione 2018 della quota residua del 51% della società greca Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA, già partecipata con il 49%. Anche in questo caso l'impairment review eseguita con una metodologia analoga alla CGU Mercato Gas Italia conferma i valori di libro della CGU del mercato Francia e del mercato Grecia, compreso il goodwill ad essi allocato, al WACC paese del 5,9% per la Francia e del 6,2% per la Grecia.

84573 /612

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

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state rilevate. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore.
Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use – "VIU").
La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit – "CGU"). Le principali CGU dei settori di business Eni sono: (i) nel settore Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel settore Gas & Power, le CGU alle quali sono state allocate i goodwill da acquisizioni e altre attività relative all'acquisizione dei clienti (mercato retail Italia e altri mercati esteri), le centrali per la produzione di energia elettrica, i gasdotti internazionali e altre attività minori; (iii) nel business Refining & Marketing, le raffinerie e gli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete); (iv) nel business Chimica le linee di attività intermedi, polietilene, stirenici, elastomeri e biotech.
Dal 2019, a seguito dell'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 16 in materia di lease, il valore di libro delle CGU identificate comprende le attività per diritti di utilizzo di beni in leasing (right-of-use o RoU) strumentali alla generazione dei flussi di cassa delle CGU di cui sono parte. I flussi di cassa delle CGU alle quali sono stati allocati i RoU escludono i rimborsi della lease liability in coerenza con la valutazione unlevered utilizzata per i capital project. I diritti d'uso che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset la cui recuperabilità è verificata considerando il complesso delle CGU della Società.
Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: (a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve tenuto conto delle scadenze contrattuali dei titoli e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; (b) per le CGU dei business Refining & Marketing e Chimica e per le CGU G&P aventi vita utile definita (es. le centrali di produzione di energia elettrica), sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; (iii) nella previsione dei costi operativi si considerano gli oneri che si prevede di sostenere per la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (es. Emission Trading Scheme per le CGU localizzate nel mercato unico europeo); (iv) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale, al GNL, all'energia elettrica e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.
I fondamentali del mercato petrolifero continuano a rimanere deboli a causa del perdurare dell'eccesso d'offerta, alimentato dalla crescita delle produzioni di tight oil USA, dei segnali di un mutato atteggiamento dei Paesi aderenti all'accordo OPEC+ che fanno presumere l'abbandono della politica di sostegno dei prezzi, nonché per le incertezze sulla solidità della ripresa economica globale esposta a un ampio spettro di rischi (geopolitici, evoluzione della "trade dispute" tra USA e Cina e relazioni EU-UK nel post Brexit). Il management Eni prevede un graduale bilanciamento dell'offerta e della domanda di greggio a medio termine, assumendo una moderata espansione dell'attività economica e gli effetti sull'offerta della disciplina finanziaria attuata dalle major petrolifere che hanno adottato significativi ridimensionamenti dei piani di crescita a beneficio del ritorno di cassa agli azionisti, nonché da ultimo il cambio di atteggiamento degli "independent producers" USA con focus spostato dalla crescita alla difesa del free cash flow. Su queste basi e considerando anche la view di istituti specializzati e banche d'affari, il management ha confermato il prezzo di lungo termine di 70 $/barile per il greggio Brent in termini reali 2022, invariato rispetto all'assunzione del bilancio 2018.
La situazione di eccesso di offerta è ancora più accentuata nel mercato del gas per effetto della sovrapproduzione di gas associato in USA e del ramp up dei progetti di liquefazione che hanno aumentato in misura massiccia la disponibilità globale di GNL in un momento di debolezza dei grandi consumatori di questa fonte energetica (Cina, Corea del Sud e Giappone). Il management prevede il riequilibrio dei prezzi del gas a medio termine sui livelli del piano precedente in relazione all'attesa ripresa dell'economia asiatica e anche in considerazione dei trend in atto di "switch" dal carbone al gas nella produzione di energia elettrica in Europa, mentre sono state riviste al ribasso le previsioni di prezzo di lungo termine del riferimento USA Henry Hub in relazione agli squilibri strutturali del mercato. Pertanto, avendo il management confermato l'assunzione di prezzo di lungo termine del petrolio Brent adottata nel precedente bilancio, con riferimento alle proprietà del settore Exploration & Production, la review degli indicatori di perdita di valore ha evidenziato nella generalità dei casi solo criticità dovute a revisioni negative delle riserve e ad altre problematiche di natura industriale.
Sono confermati, in linea con le precedenti proiezioni, gli spread tra i prezzi del gas del mercato di riferimento delle vendite del settore Gas & Power, l'Italia, e i prezzi spot agli hub continentali ai quali sono indicizzati buona parte dei costi di acquisto del gas in base ai contratti long term, escludendo pertanto impairment indicator per gli asset fissi (in particolare il goodwill del segmento retail).

84573/613

I business downstream della raffinazione e della chimica sono attualmente in un downcycle a causa della debolezza dei consumi di carburanti e prodotti chimici, dell'eccesso d'offerta e di capacità globale e della pressione competitiva da parte di produttori con migliori posizioni di costo ed economie di scala (i raffinatori Medio-Orientali, i cracker a etano in Usa); a tali fattori si aggiungono i problemi ambientali legati al consumo di gasolio e di "single-use plastics" che fanno prevedere un continuo deterioramento di redditività e di consumi, nonché le previsioni di incremento dei costi dei certificati di emissione nell'ambito dell'Emission Trading Scheme europeo. Inoltre, le raffinerie Eni a elevata conversione sono state penalizzate dalla contrazione del differenziale di prezzo tra greggi sour a elevato contenuto di zolfo e il greggio light Brent a causa di continue dislocazioni di mercato, riducendo la redditività degli impianti di conversione. Considerate tali debolezze strutturali, il management Eni ha rivisto al ribasso, rispetto al piano precedente, i margini di raffinazione e le previsioni di redditività dei prodotti chimici, evidenziando in tal modo indicatori di perdita di valore per le raffinerie di proprietà e gli impianti chimici.

Il management ha testato la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle attività fisse come da procedure interne.

Il valore d'uso delle attività fisse è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per il settore Exploration & Production e il business Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital – "WACC") al netto dei fattori di rischio specifici del settore Gas & Power e del business Chimica il cui WACC è determinato sulla base di un beta specifico tratto da un campione di competitor e quindi pesato per l'incidenza del rispettivo capitale investito sul totale di Gruppo. Il costo del capitale così ottenuto è rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nel 2019 il WACC Eni ha registrato un marginale incremento rispetto al 2018 al 7,4% vs. 7,3%, quale effetto compensativo di fenomeni contrapposti di rilevante entità. Il management ha stimato un significativo incremento del costo della componente equity del capitale sulla base dei trend recenti osservati nei mercati finanziari internazionali. In primis, il declino registrato nel 2019 dei rendimenti dei titoli di Stato che ha determinato un apprezzamento dell'equity risk premium, cioè il rendimento extra che gli investitori domandano rispetto ai rendimenti di investimenti risk-free quali i titoli di Stato dei Paesi benchmark USA e Germania. L'altro trend è l'aumentato equity risk premium specifico applicato dagli investitori al settore Oil & Gas alla luce della sottoperformance del settore in questi ultimi anni rispetto ai rendimenti azionari medi e delle incertezze circa i ritorni futuri dell'Oil & Gas considerato il declino strutturale dei prezzi degli idrocarburi in un contesto di crescente volatilità e continua oversupply, nonché i rischi associati alla transizione energetica. L'incremento del costo dell'equity è stato comunque quasi interamente assorbito dall'aumento della leva finanziaria in conseguenza dell'adozione del principio contabile IFRS 16 che ha determinato un sensibile incremento del debito totale iscritto nel bilancio, diluendo in tal modo l'incremento del costo della componente equity nella determinazione del costo medio ponderato del capitale. Al costo dell'equity è infine aggiunto un premio per il rischio paese medio ponderato del portafoglio Eni; il fattore di ponderazione è l'entità del capitale investito in ciascun Paese. La declinazione del WACC di Gruppo nei WACC dei singoli Paesi utilizzati ai fini dell'impairment test è ottenuta attraverso un adjustment pari alla differenza tra il premio medio ponderato per il rischio paese del portafoglio e lo specifico "country risk premium" applicabile alle realtà locali nelle quali opera il Gruppo.

Sulla base delle assunzioni e dei parametri su esposti il Gruppo ha rilevato le seguenti svalutazioni nette: (i) nel settore Exploration & Production €1.217 milioni, i cui driver sono state le revisioni negative delle riserve e dei profili produttivi di giacimenti in Congo (al WACC del 7,6%), Italia (al WACC del 6,4%) e USA (al WACC del 6,5%), quest'ultimo anche per maggiori opex/capex, nonché l'adeguamento al fair value di vendita degli asset dell'Ecuador. Il WACC post-tax relativo a una svalutazione al netto dell'effetto fiscale superiore a €100 milioni è pari a 6,4% che si ridetermina in 6,9% pre-tax; (ii) nel business Refining & Marketing €819 milioni relativi per €684 milioni alla raffineria di Sannazzaro in relazione ai driver di scenario descritti, nonché in relazione alla previsione di aumento dei costi per le emissioni di CO_2 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. I WACC post-tax relativi alle svalutazioni/riprese di valore al netto dell'effetto fiscale superiori a €100 milioni sono pari a circa il 6,6% che si ridetermina in 7,1% pre-tax; (iii) nel business Chimica €103 milioni in relazione ai driver di scenario descritti; (iv) nel settore Gas & Power €37 milioni relativi principalmente alle centrali elettriche in relazione alle previsioni di peggioramento dei margini dell'energia elettrica per overcapacity e pressione competitiva.

Inoltre, è stata valutata la recuperabilità dei costi relativi ai progetti di forestry, una delle linee d'azione della strategia di decarbonizzazione Eni, con l'avvio nel 2019 della partecipazione a iniziative di conservazione delle foreste che prevedono l'acquisto a titolo oneroso di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1 e 2") del settore Exploration & Production ai fini della neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi del settore Exploration & Production e la loro recuperabilità è stata valutata con riferimento all'intero settore Exploration & Production considerato come un'unica CGU. Al netto di tali costi proiettati fino alla fine della vita residua delle riserve, l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test si riduce del 2%.

Nel complesso allo scenario petrolifero di lungo termine adottato dalla Direzione aziendale, rimasto invariato da alcuni anni a questa parte, basato sul prezzo del petrolio Brent di lungo termine di 70 $/barile in moneta reale 2022 e sul prezzo del gas Italia di circa 290 €/kmc (pari a 7,8 $ per Mbtu), le proprietà Oil & Gas di Eni mostrano una sostanziale tenuta dei valori di libro come evidenzia il trend storico delle perdite da svalutazioni (nel 2017 riprese di valore nette di €158 milioni, nel 2018 svalutazioni nette di €726 milioni), ad eccezione di criticità legate a specifici contesti operativi o ad asset il cui acquisto/sviluppo risale alla fase storica di presunto picco nell'offerta. Questo perché dopo l'inizio del downturn petrolifero in corso ormai da sei anni, il management ha progressivamente ridotto il punto di pareggio dei nuovi capital project. Tuttavia, considerati i seguenti fattori: (i) la maggiore volatilità del prez-

84573/614

zo del petrolio sempre più esposto ai rischi di portata globale; (ii) il perdurare dell'eccesso di offerta che ha determinato un reset dei prezzi di realizzo degli idrocarburi e dei flussi di cassa delle oil companies; (iii) la crescente incertezza circa il futuro di lungo termine della domanda petrolifera alla luce dell'impegno della comunità internazionale nel contrastare il cambiamento climatico e nell'accelerare la transizione energetica, la crescita di energie alternative ai fossili e lo shift nelle preferenze dei consumatori con il rischio di spiazzamento degli idrocarburi. Il management ha ritenuto di testare la recuperabilità del valore di libro delle proprietà Oil & Gas compresa l'eventualità di stranded asset a diversi scenari di stress test. In particolare, allo scenario più conservativo che assume un prezzo long term del petrolio Brent di 50 $/barile "flat" e un prezzo al PSV di 5 $/Mbtu flat, il management prevede che circa l'85% delle riserve certe e delle riserve "probable/possible" adeguatamente rischiate (considerate al 70% e al 30% rispettivamente) di Eni saranno prodotte entro il 2035, realizzando entro quella data il 94% del loro valore attuale netto. Il valore attuale netto a oggi di tali produzioni, valorizzate al predetto scenario più conservativo fra quelli considerati, è sostanzialmente allineato al valore di libro dei fixed asset netti del settore Exploration & Production, considerata anche la quota Eni di Vår Energi e delle altre joint venture, oltre agli esborsi attesi per i progetti forestry fino a tale data.

31 Partecipazioni

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

	2019				2018			
(€ milioni)	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**

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €2.896 milioni l'acquisizione della quota del 20% in Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) che opera 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% 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 milioni 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 milioni e ad Angola LNG Ltd per €47 milioni.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto della joint venture Saipem SpA ha comportato l'iscrizione di un utile di €4 milioni. 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 Saipem, 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 milioni per la Cardón IV SA che opera il giacimento a gas Perla 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 milioni a Vår Energi AS.

84573/6,5

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2019 Valore contabile	31.12.2019 % di partecipazione	31.12.2018 Valore contabile	31.12.2018 % di partecipazione
Imprese controllate:				
- Eni BTC Ltd	30	100,00	31	100,00
- Altre[*]	56		64	
	86		**95**	
Imprese in joint venture:				
- Vår Energi AS	2.518	69,60	3.498	69,60
- Saipem SpA	1.250	30,99	1.228	30,99
- Unión Fenosa Gas SA	326	50,00	335	50,00
- Cardón IV SA	148	50,00	98	50,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	139	49,00	137	49,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	74	50,00	75	50,00
- PetroJunín SA	53	40,00	47	40,00
- AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	35	33,33	32	33,33
- Altre[*]	49		47	
	4.592		**5.497**	
Imprese collegate:				
- Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	2.829	20,00		
- Angola LNG Ltd	1.159	13,60	1.106	13,60
- Coral FLNG SA	102	25,00	102	25,00
- Novamont SpA	71	25,00	67	25,00
- United Gas Derivatives Co	69	33,33	62	33,33
- Commonwealth Fusion Systems Llc[a]	37		42	
- Altre[*]	90		73	
	4.357		**1.452**	
	9.035		**7.044**	

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore a €25 milioni.
(a) La percentuale di partecipazione non è determinabile.

Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2019 include Vår Energi SA, costituita a fine 2018 per effetto della fusione tra la ex-subsidiary Eni Norge AS e Point Resources AS per la massimizzazione delle sinergie nello sviluppo delle riserve d'idrocarburi in Norvegia attraverso la combinazione di asset e know-how. Il decremento rispetto al saldo iniziale di €980 milioni è dovuto alla distribuzione dei dividendi classificati nei flussi di cassa da attività operativa in considerazione dell'integrazione industriale di Eni Norge AS nell'ambito della strategia di crescita upstream di Eni. Tale decremento è stato parzialmente assorbito dalla quota di competenza Eni del risultato di periodo.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €72 milioni; le differenze sono riferite a Novamont SpA per €43 milioni e a Unión Fenosa Gas SA per €29 milioni e riflettono le prospettive reddituali delle iniziative valutate all'atto dell'acquisizione.

Al 31 dicembre 2019 i valori di libro e di mercato delle partecipazioni quotate in borsa sono i seguenti:

	Saipem SpA
Numero di azioni	308.762.968
% di partecipazione	30,99
Prezzo delle azioni (€)	4,356
Valore di mercato (€ milioni)	1.345
Valore di libro (€ milioni)	1.250

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

84573/616

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2019	2018
Valore iniziale	919	219
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)		681
Valore iniziale riesposto	919	900
Acquisizioni e sottoscrizioni	11	5
Valutazione al fair value con effetto a OCI	(3)	15
Cessioni e rimborsi	(12)	(22)
Differenze di cambio da conversione	15	31
Altre variazioni	(1)	(10)
Valore finale	929	919

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.
I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 31 – Proventi (oneri) su partecipazioni.
Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2019 include la Nigeria LNG Ltd per €657 milioni (€651 milioni al 31 dicembre 2018) e la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €146 milioni (€144 milioni al 31 dicembre 2018).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2019 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019" che costituisce parte integrante delle presenti note.

13 Altre attività finanziarie

	31.12.2019		31.12.2018	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	60	1.119	61	1.189
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	37		51	
	97	1.119	112	1.189
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	287		188	
	384	1.119	300	1.189
Titoli strumentali all'attività operativa		55		64
	384	1.174	300	1.253

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

(€ milioni)	2019	2018
Valore iniziale	430	730
Accantonamenti	11	279
Utilizzi	(88)	(596)
Differenze di cambio da conversione	7	17
Altre variazioni	19	
Valore finale	379	430

84573/617

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.041 milioni) e Gas & Power (€49 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela operatore del giacimento a gas Perla, nei confronti della quale è outstanding un credito finanziario di €563 milioni (€705 milioni al 31 dicembre 2018).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.018 milioni (€1.088 milioni al 31 dicembre 2018).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.119 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,3% e 2,0% (-0,2% e 2,9% al 31 dicembre 2018).

La recuperabilità del credito finanziario verso la joint venture Cardón IV SA, poiché sostitutivo di un investimento diretto, è stata valutata sulla base dall'esito del progetto minerario operato dalla joint venture, condizionato dall'evoluzione della difficile situazione finanziaria del Paese e dalla complessità del contesto operativo locale. Per scontare tali rischi nella valutazione di recuperabilità, i flussi di cassa futuri del progetto sono stati rettificati per incorporare le prevedibili difficoltà nel convertire in cassa le vendite future di gas, assumendo nella sostanza una dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati futuri. Tale planning è stato stimato sulla base di uno studio dell'evidenza empirica relativa alle percentuali medie di recupero ottenute dai creditori nell'ambito dei default sovrani, adeguate per riflettere la valenza strategica del settore energetico per l'economia. I flussi di cassa così rettificati sono stati attualizzati a un WACC risk-adjusted che sconta il deteriorato contesto operativo locale. Tale verifica di recuperabilità ha confermato il valore di libro del credito finanziario. La stessa metodologia è stata utilizzata per stimare il valore recuperabile dei crediti commerciali scaduti per le forniture di gas alla società di Stato PDVSA. Nel 2019 le percentuali di incasso del fatturato gas realizzate dalla joint venture sono risultate in linea con le assunzioni di stima adottate nella valutazione di recuperabilità del 2018; pertanto, non si è resa necessaria una revisione della valutazione di recuperabilità di tali crediti e di stima della relativa expected loss fatte in occasione del bilancio 2018.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

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

I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €370 milioni e €1.112 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa sono emessi da Stati Sovrani.

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo ammortizzato (€ milioni)	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	24	24	25	da 0,20 a 4,75	dal 2020 al 2025	Baa3	BBB
Altri(*)	23	23	23	da 0,05 a 4,20	dal 2020 al 2024	da Aa3 a Baa1	da AA a A-
Tasso variabile							
Italia	5	5	5		dal 2020 al 2022	Baa3	BBB
Altri	3	3	3		2022	Baa3	BBB
Totale Stati Sovrani	**55**	**55**	**56**				

(*) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

Tutti i titoli in portafoglio scadono entro cinque anni.

Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

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

84573/618

17 Debiti commerciali e altri debiti

Al 1° gennaio 2019 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16 sono i seguenti:

(€ milioni)	Debiti commerciali	Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	Altri debiti	Totale debiti commerciali e altri debiti
Valore al 31.12.2018	**11.645**	**207**	**4.895**	**16.747**
Riclassifiche (IFRS 16)	(128)			(128)
Valore al 01.01.2019	**11.517**	**207**	**4.895**	**16.619**

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.
I debiti commerciali e altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	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
	15.545	**16.747**

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €5.866 milioni e €8.371 milioni.
La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

18 Passività finanziarie

	31.12.2019				31.12.2018			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	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 finanziari rappresentati da titoli di credito	1.778			**1.778**	915			**915**
Altri finanziatori	487	10	39	**536**	884	52	59	**995**
	2.452	**3.156**	**18.910**	**24.518**	**2.182**	**3.601**	**20.082**	**25.865**

Le passività finanziarie diminuiscono di €1.347 milioni per effetto, essenzialmente, del saldo netto dei rimborsi per €1.540 milioni e, in aumento, delle differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €249 milioni.
I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo.

84573 1/619

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie a lungo termine al 31 dicembre 2019 è la seguente:

(€ milioni)	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
	1.691	**1.250**	**2.731**	**1.776**	**11.462**	**18.910**

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari calcolati su dati del bilancio consolidato di Eni, la cui inosservanza consente alla banca di chiedere il rimborso anticipato. Al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.243 milioni e a €1.337 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €15.030 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.749 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e ratei di interesse	Totale	Valuta	Scadenza da	Scadenza a	Tasso (%) da	Tasso (%) a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.200	16	1.216	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	38	1.038	EUR		2020		4,250
Eni SpA	1.000	28	1.028	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.000	20	1.020	EUR		2020		4,000
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR		2023		3,250
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR		2026		1,500
Eni SpA	900	(4)	896	EUR		2024		0,625
Eni SpA	800	2	802	EUR		2021		2,625
Eni SpA	800	(1)	799	EUR		2028		1,625
Eni SpA	750	9	759	EUR		2024		1,750
Eni SpA	750	5	755	EUR		2027		1,500
Eni SpA	750	(4)	746	EUR		2034		1,000
Eni SpA	700	2	702	EUR		2022		0,750
Eni SpA	650	3	653	EUR		2025		1,000
Eni SpA	600	(4)	596	EUR		2028		1,125
Eni Finance International SA	1.558	(3)	1.555	USD	2026	2027		variabile
Eni Finance International SA	295	4	299	EUR	2028	2043	3,875	5,441
Eni Finance International SA	118	5	123	GBP		2021		4,750
Eni Finance International SA	25		25	YEN		2021		1,955
	14.896	**134**	**15.030**					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	890	4	894	USD		2023		4,000
Eni SpA	890	2	892	USD		2028		4,750
Eni SpA	890	(1)	889	USD		2029		4,250
Eni SpA	401	4	405	USD		2020		4,150
Eni SpA	312	1	313	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	356		356	USD		2027		7,300
	3.739	**10**	**3.749**					
	18.635	**144**	**18.779**					

84573/62e

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.611 milioni. Nel corso del 2019 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €1.635 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Eni SpA	400	(7)	393	EUR	2022	0,000

Il prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,62 ed include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione.
Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico.
Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2019 il programma risulta utilizzato per €14,9 miliardi.
Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2019				31.12.2018			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	464	0,2	16.526	2,1	680	1,9	18.635	2,3
Dollaro USA	1.981	2,3	5.392	4,6	1.007	2,5	4.530	4,3
Altre valute	7	(0,7)	148	4,3	495	1,0	518	4,2
Totale	**2.452**		**22.066**		**2.182**		**23.683**	

Al 31 dicembre 2019 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €13.299 milioni (€12.484 milioni al 31 dicembre 2018) e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni (€5.214 milioni al 31 dicembre 2018).
Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2019 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.
Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Obbligazioni ordinarie	19.173	20.257
Obbligazioni convertibili	402	399
Banche	2.904	3.445
Altri finanziatori	49	111
	22.528	**24.212**

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,3% e 2,0% (-0,2% e 2,9% al 31 dicembre 2018).
La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

84573/621

VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2018	**23.683**	**2.182**		**25.865**
Prima applicazione IFRS 16			5.656	5.656
Riclassifiche			168	168
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinata alla vendita			(13)	(13)
Valore al 01.01.2019	**23.683**	**2.182**	**5.811**	**31.676**
Variazioni monetarie	(1.701)	161	(877)	(2.417)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	157	92	93	342
Variazione dell'area di consolidamento		5		5
Altre variazioni non monetarie	(73)	12	621	560
Valore al 31.12.2019	**22.066**	**2.452**	**5.648**	**30.166**

Le altre variazioni non monetarie comprendono €668 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing.
Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.
I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

32 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicata nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	5.994		5.994	10.836		10.836
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.760		6.760	6.552		6.552
C. Liquidità (A+B)	**12.754**		**12.754**	**17.388**		**17.388**
D. Crediti finanziari	**287**		**287**	**188**		**188**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	187		187	383		383
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	504	2.341	2.845	768	2.710	3.478
G. Prestiti obbligazionari	2.642	16.530	19.172	2.781	17.313	20.094
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	46		46	661		661
I. Altre passività finanziarie a breve termine	2.219		2.219	1.138		1.138
J. Altre passività finanziarie a lungo termine	10	39	49	52	59	111
K. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+I+J)	**5.608**	**18.910**	**24.518**	**5.783**	**20.082**	**25.865**
L. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (K-C-D)	**(7.433)**	**18.910**	**11.477**	**(11.793)**	**20.082**	**8.289**
M. Passività per beni in leasing	884	4.751	5.635			
N. Passività per beni in leasing verso entità correlate	5	8	13			
O. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (K+M+N)	**6.497**	**23.669**	**30.166**	**5.783**	**20.082**	**25.865**
P. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (O-C-D)	**(6.544)**	**23.669**	**17.125**	**(11.793)**	**20.082**	**8.289**

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono commentate alla nota n. 5 – Disponibilità liquide ed equivalenti.
Le attività finanziarie destinate al trading sono commentate alla nota n. 6 – Attività finanziarie destinate al trading.
I crediti finanziari sono commentati alla nota n. 16 – Altre attività finanziarie.
Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 18 – Passività finanziarie.

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.978 milioni alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

84573 622

20 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	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	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**

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project 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 milioni). La rilevazione iniziale e variazione stima positiva per €2.074 milioni comprendono gli effetti del decremento della curva dei tassi di attualizzazione e dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €247 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,1% e 6,1% (-0,2% e 6,1% al 31 dicembre 2018). Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 45 anni.

Il fondo rischi ambientali 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" di Eni all'esecuzione degli interventi, 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 subentrata 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 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €416 milioni 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 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 ed è riferito al settore Exploration & Production per €723 milioni.

Il fondo per imposte non sul reddito 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 estere del settore Exploration & Production per €169 milioni.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €162 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF – SpA (in liquidazione) per €131 milioni.

Il fondo mutua assicurazione OIL accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione OIL Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

Il fondo esodi agevolati è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

84573|623

27 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Piani a benefici definiti:		
- TFR	269	275
- Piani esteri a benefici definiti	412	385
- Fisde, altri piani medici esteri e altri	177	148
	858	**808**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	278	309
	1.136	**1.117**

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

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	2019						2018					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	275	925	148	1.348	309	1.657	284	997	135	1.416	194	1.610
Costo corrente		19	2	21	55	76		27	2	29	42	71
Interessi passivi	4	37	3	44	1	45	4	31	2	37	1	38
Rivalutazioni:	5	41	24	70	1	71	1	(25)	13	(11)	30	19
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	*7*	*50*	*3*	*60*	*1*	*61*		*(31)*	*1*	*(30)*	*29*	*(1)*
- Effetto dell'esperienza passata	*(2)*	*(9)*	*21*	*10*		*10*	*1*	*6*	*12*	*19*	*1*	*20*
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	8	9	(2)	7		2	1	3	115	118
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi dei dipendenti		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*
Benefici pagati	(15)	(28)	(9)	(52)	(88)	(140)	(15)	(35)	(9)	(59)	(74)	(133)
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita								(8)		(8)		(8)
Variazione dell'area di consolidamento								(90)		(90)	(2)	(92)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		48	1	49	2	51	1	25	4	30	3	33
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	269	1.044	177	1.490	278	1.768	275	925	148	1.348	309	1.657
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		545		545		545		588		588		588
Interessi attivi		20		20		20		17		17		17
Rendimento delle attività a servizio del piano		23		23		23		(21)		(21)		(21)
Contributi al piano:		14		14		14		25		25		25
- Contributi dei dipendenti		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*
- Contributi del datore di lavoro		*13*		*13*		*13*		*24*		*24*		*24*
Benefici pagati		(19)		(19)		(19)		(26)		(26)		(26)
Variazione dell'area di consolidamento								(64)		(64)		(64)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		49		49		49		26		26		26
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		632		632		632		545		545		545
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio		5		5		5						
Modifiche nel massimale di attività		(5)		(5)		(5)		5		5		5
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)								5		5		5
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	269	412	177	858	278	1.136	275	385	148	808	309	1.117

573/624

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €175 milioni e di €181 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

[€ milioni]	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2019						
Costo corrente		19	2	21	55	76
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	8	9	(2)	7
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*4*	*37*	*3*	*44*	*1*	*45*
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(20)*		*(20)*		*(20)*
Totale interessi passivi (attivi) netti	4	17	3	24	1	25
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					*1*	*1*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*4*	*17*	*3*	*24*		*24*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					1	1
Totale	4	37	13	54	55	109
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*20*	*10*	*30*	*55*	*85*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*4*	*17*	*3*	*24*		*24*
2018						
Costo corrente		27	2	29	42	71
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		2	1	3	115	118
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*4*	*31*	*2*	*37*	*1*	*38*
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(17)*		*(17)*		*(17)*
Totale interessi passivi (attivi) netti	4	14	2	20	1	21
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					*1*	*1*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*4*	*14*	*2*	*20*		*20*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					30	30
Totale	4	43	5	52	188	240
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*29*	*3*	*32*	*188*	*220*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*4*	*14*	*2*	*20*		*20*

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

	2019				2018			
[€ milioni]	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	7	50	3	60		(31)	1	(30)
- Effetto dell'esperienza passata	(2)	(9)	21	10	1	6	12	19
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(23)		(23)		21		21
- Modifiche nel massimale di attività		(5)		(5)		5		5
	5	13	24	42	1	1	13	15

84573/625

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2019									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	32	39	388	7	2	79	17	65	629
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	32	**39**	**388**	**7**	**2**	**79**	**20**	**65**	**632**
31.12.2018									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	115	37	238	6	2	56	18	70	542
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	115	**37**	**238**	**6**	**2**	**56**	**21**	**70**	**545**

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2019					
Tasso di sconto	(%)	0,7	0,0-13,7	0,7	0,0-0,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,7	1,3-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	0,7	0,8-11,3	0,7	0,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	
2018					
Tasso di sconto	(%)	1,5	0,8-18,0	1,5	0,2-1,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,5	1,5-16,5		
Tasso d'inflazione	(%)	1,5	0,8-16,0	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2019						
Tasso di sconto	(%)	0,8-1,0	0,0-2,0	2,6-13,7	7,3-11,3	0,0-13,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,3-3,0	2,5-3,6	2,0-12,5	10,0-11,3	1,3-12,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,3-2,0	0,8-3,1	2,6-11,3	3,3-5,0	0,8-11,3
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	24-25	13-17		13-25
2018						
Tasso di sconto	(%)	1,5-1,9	0,8-2,9	3,7-18,0	8,0-13,3	0,8-18,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,5-3,0	2,5-3,8	5,0-16,5	10,0-13,3	1,5-16,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,5-2,0	0,8-3,3	3,7-16,0	3,3-5,0	0,8-16,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	23-25	13-17		13-25

84573/626

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
(€ milioni)	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2019						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(12)	13	8			
Piani esteri a benefici definiti	(67)	77	31	18		34
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(9)	10			10	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(4)	1	1			
31.12.2018						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(12)	13	8			
Piani esteri a benefici definiti	(58)	65	23	15		18
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(7)	8			6	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(5)	3	1			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €130 milioni, di cui €57 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2019					
2020		17	33	9	73
2021		16	35	8	68
2022		12	32	7	61
2023		10	39	7	17
2024		15	49	7	14
Oltre		199	224	139	45
Durata media ponderata	(anni)	**9,4**	**18,1**	**13,3**	**3,0**
31.12.2018					
2019		15	54	9	81
2020		16	56	7	72
2021		18	63	6	67
2022		14	64	6	20
2023		11	74	6	17
Oltre		201	74	114	57
Durata media ponderata	(anni)	**10,1**	**17,4**	**12,8**	**2,6**

84573/627

22 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Passività per imposte differite lorde	9.583	7.956
Attività per imposte anticipate compensabili	(4.663)	(3.684)
Passività per imposte differite	**4.920**	**4.272**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	9.023	7.615
Passività per imposte differite compensabili	(4.663)	(3.684)
Attività per imposte anticipate	**4.360**	**3.931**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	6.796	6.612
- contratti di leasing IFRS 16	1.375	
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	617	849
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	126	85
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	97	44
- altre	572	366
	9.583	**7.956**
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(6.065)	(5.528)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.242)	(1.986)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(2.022)	(2.104)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.513)	(1.460)
- contratti di leasing IFRS 16	(1.385)	
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(946)	(792)
- over/under lifting	(525)	(604)
- benefici ai dipendenti	(209)	(212)
- utili infragruppo	(120)	(124)
- altre	(740)	(546)
	(15.767)	**(13.356)**
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	**6.744**	**5.741**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	**(9.023)**	**(7.615)**

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

(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31.12.2018	7.956	(13.356)	5.741	(7.615)
Prima applicazione IFRS 16	1.470	(1.470)		(1.470)
Valore al 01.01.2019	**9.426**	**(14.826)**	**5.741**	**(9.085)**
Incrementi	1.265	(2.091)	1.161	(930)
Decrementi	(1.205)	1.407	(174)	1.233
Differenze di cambio da conversione	194	(182)	34	(148)
Altre variazioni	(97)	(75)	(18)	(93)
Valore al 31.12.2019	**9.583**	**(15.767)**	**6.744**	**(9.023)**
Valore al 31.12.2017	**10.169**	**(13.609)**	**5.262**	**(8.347)**
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)	37	(237)		(237)
Valore al 01.01.2018	**10.206**	**(13.846)**	**5.262**	**(8.584)**
Incrementi	1.147	(1.478)	253	(1.225)
Decrementi	(802)	1.523	(43)	1.480
Differenze di cambio da conversione	283	(278)	71	(207)
Variazione dell'area di consolidamento	(2.778)	813		813
Altre variazioni	(100)	(90)	198	108
Valore al 31.12.2018	**7.956**	**(13.356)**	**5.741**	**(7.615)**

84573/628

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

Le perdite fiscali ammontano a €21.360 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €15.256 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €12.039 milioni e a società estere per €9.321 milioni; le relative attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente a €2.936 milioni e €3.129 milioni.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde ad un'aliquota del 24% per le imprese italiane e ad un'aliquota media del 33,6% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €5.329 milioni e a società estere per €1.415 milioni.

Le imposte sono indicate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.

28 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	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						
- Currency swap	97	43	2	99	46	2
- Interest currency swap	26		2	14	71	2
- Outright	8	5	2	3	5	2
	131	**48**		**116**	**122**	
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	13	34	2	18	6	2
	13	**34**		**18**	**6**	
Contratti su merci						
- Future	192	181	1	1.060	1.107	1
- Over the counter	89	58	2	306	284	2
- Altro	12		2	1	5	2
	293	**239**		**1.367**	**1.396**	
	437	**321**		**1.501**	**1.524**	
Contratti derivati di negoziazione						
Contratti su merci						
- Over the counter	2.387	1.953	2	992	1.031	2
- Future	348	313	1	367	263	1
- Opzioni	21	22	2	80	71	2
	2.756	**2.288**		**1.439**	**1.365**	
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	1	596	2	311	196	2
- Future	34	148	1			
- Opzioni		2	2	26	15	1
	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	

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

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.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda operazioni sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 25 – Patrimonio netto e n. 29 – Costi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 18 – Passività finanziarie.

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita al settore Gas & Power.

Nel corso dell'esercizio 2019 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

84573/629

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	2.179	(1.357)	(2)	3.528	404	2
- Future	1.245	(61)		71	(6)	(2)
	3.424	**(1.418)**	**(2)**	**3.599**	**398**	

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA per €1.902 milioni, compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è coperta utilizzando in una relazione di fair value hedge, le differenze di cambio negative per €21 milioni nel 2019 che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA di €1.844 milioni.

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	1.444	(656)	(739)	(389)	(13)	642
	1.444	**(656)**	**(739)**	**(389)**	**(13)**	**642**

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle commodity energetiche. 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.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti.

Le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura; pertanto in queste fattispecie la relazione di copertura non soddisfa più gli obiettivi di risk management definiti.

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Effetti rilevati tra gli Altri proventi (oneri) operativi

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

(€ milioni)	2019	2018	2017
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(2)		12
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	289	129	(44)
	287	**129**	**(32)**

84573/630

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power. I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018	2017
- Strumenti finanziari derivati su valute	9	(329)	809
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(23)	22	28
	(14)	**(307)**	**837**

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli 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 e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

24 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita di €18 milioni riguardano la cessione di attività materiali.

Nel corso del 2019 è stata effettuata la cessione della società consolidata Agip Oil Ecuador BV, titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano e la cessione di una partecipazione minoritaria.

25 Patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	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 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
	47.839	**51.016**

84573/631

Capitale sociale

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

Il 14 maggio 2019, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,41 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 di €0,42 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 22 maggio 2019, con data di stacco il 20 maggio 2019 e "record date" il 21 maggio 2019. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2018 ammonta perciò a €0,83; (ii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere, entro 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto massimo di n. 67.000.000 azioni ordinarie della Società, rappresentative dell'1,84% circa del capitale, per un esborso complessivo fino a €1.200 milioni; in esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2019 sono state acquistate n. 28.590.482 azioni al costo complessivo di €400 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

Riserve strumenti finanziari e benefici ai dipendenti

	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Piani a benefici definiti per i dipendenti(*)			Riserve OCI relative a Partecipazioni valutate al patrimonio netto	Partecipazioni valutate al fair value
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
Riserva al 31.12.2018	**(13)**	**4**	**(9)**	**(143)**	**13**	**(130)**	**66**	**15**
Variazione dell'esercizio	(1.418)	411	(1.007)	(49)	5	(44)	(6)	(3)
Differenze cambio				(3)		(3)		
Variazione dell'area di consolidamento				5	(1)	4		
Rigiro a rettifica Rimanenze	36	(10)	26					
Rigiro a conto economico	739	(214)	525					
Riserva al 31.12.2019	**(656)**	**181**	**(465)**	**(190)**	**17**	**(173)**	**60**	**12**
Riserva al 31.12.2017	**240**	**(57)**	**183**	**(133)**	**19**	**(114)**	**90**	
Variazione dell'esercizio	399	(116)	283	(15)	(2)	(17)	(24)	15
Differenze cambio				1	(1)			
Variazione dell'area di consolidamento				4	(3)	1		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(10)	3	(7)					
Rigiro a conto economico	(642)	174	(468)					
Riserva al 31.12.2018	**(13)**	**4**	**(9)**	**(143)**	**13**	**(130)**	**66**	**15**

(*) La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al 31 dicembre 2019 comprende €7 milioni relativi alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Altre riserve

Le altre riserve riguardano: (i) €127 milioni la variazione delle riserve di Gruppo in contropartita alle interessenze di terzi a seguito dell'acquisto o cessione di quote di partecipazioni consolidate; (ii) €63 milioni le riserve di capitale di Eni SpA.

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €981 milioni (€581 milioni 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.

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 e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo 2019 di €1.542 milioni 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.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2019 comprende riserve distribuibili per circa €43 miliardi.

84573/632

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(€ milioni)	2019	2018	31.12.2019	31.12.2018
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**2.978**	**3.173**	**41.636**	**42.615**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(2.800)	(134)	5.211	7.183
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(6)		202	153
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(348)	862	1.424	2.000
- eliminazione di utili infragruppo	(74)	177	(593)	(519)
- imposte sul reddito differite e anticipate	405	59	20	(359)
	155	**4.137**	**47.900**	**51.073**
Interessenze di terzi	(7)	(11)	(61)	(57)
Come da bilancio consolidato	**148**	**4.126**	**47.839**	**51.016**

26 Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2019	2018	2017
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	1	44	
Attività non correnti	12	198	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		11	
Passività correnti e non correnti	(6)	(47)	
Effetto netto degli investimenti	**7**	**206**	
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo		(50)	
Interessenze di terzi	(2)		
Provento da bargain purchase		(8)	
Totale prezzo di acquisto	**5**	**148**	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		*(29)*	
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	**5**	**119**	
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	77	328	166
Attività non correnti	188	5.079	814
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	11	785	(252)
Passività correnti e non correnti	(57)	(3.470)	(205)
Effetto netto dei disinvestimenti	**219**	**2.722**	**523**
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo	(24)	113	
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(3.498)	
Valutazione al fair value per business combination		889	
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	16	13	2.148
Totale prezzo di vendita	**211**	**239**	**2.671**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(24)*	*(286)*	*(9)*
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti ceduto	**187**	**(47)**	**2.662**

84573|633

Gli investimenti del 2019 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 60% della SEA SpA operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica in ambito residenziale e industriale; (ii) l'acquisizione residua del 32% della joint operation Petroven Srl titolare di un deposito costiero adibito a stoccaggio e movimentazione di prodotti petroliferi.
I disinvestimenti del 2019 hanno riguardato la cessione del 100% della società Agip Oil Ecuador BV titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano.
Gli investimenti del 2018 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del ramo d'azienda da parte di Versalis SpA delle attività "bio" del Gruppo Mossi & Ghisolfi relativo alle attività di sviluppo, industrializzazione, licensing di tecnologie e processi bio-chimici basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili per €75 milioni; (ii) l'acquisizione della quota residua del 51% della partecipazione in Gas Supply Company Thessaloniki – Thessalia SA che distribuisce e commercializza gas in Grecia per €24 milioni al netto della cassa acquisita di €28 milioni; (iii) l'acquisizione della società Mestni Plinovodi distribucija plina doo che distribuisce e commercializza gas in Slovenia per €15 milioni al netto della cassa acquisita di €1 milione. Il provento da bargain purchase, rilevato nella voce Altri ricavi e proventi, è dovuto alle sinergie ottenibili dalla maggiore capacità di recuperare in tariffa gli investimenti fatti dalla società acquisita dovuta alla combinazione dei portafogli clienti.

I disinvestimenti del 2018 hanno riguardato: (i) la perdita del controllo di Eni Norge AS a seguito dell'operazione di business combination con Point Resources AS con la costituzione della joint venture valutata all'equity Vår Energi AS (interessenza Eni 69,60%) che svilupperà il portafoglio progetti delle due entità combinate. L'operazione ha comportato l'esclusione dall'area di consolidamento di attività nette per €2.486 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €258 milioni, la rilevazione della partecipazione in Vår Energi AS per €3.498 milioni e di un provento a conto economico per valutazione al fair value di €889 milioni al netto del realizzo di differenze passive di cambio per €123 milioni; (ii) la cessione del 98,99% (intera quota posseduta) delle società consolidate Tigáz Zrt e Tigáz Oso (100% Tigáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria al gruppo MET Holding AG per €145 milioni al netto della cassa ceduta di €13 milioni; (iii) la cessione da parte di Lasmo Sanga Sanga del ramo d'azienda relativo alla quota del 26,25% (intera quota posseduta) nel PSA del giacimento a gas e condensati di Sanga Sanga per €33 milioni; (iv) la cessione del 100% della società consolidata Eni Croatia BV titolare di quote di progetti a gas in Croazia a INA-Industrija Nafte dd per €20 milioni al netto della cassa ceduta di €15 milioni; (v) la cessione del 100% della società consolidata Eni Trinidad and Tobago Ltd che detiene una quota di un progetto a gas in Trinidad & Tobago per €10 milioni.

84573 | 634

27 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Imprese consolidate	4.323	5.082
Imprese controllate non consolidate	192	196
Imprese in joint venture e collegate	4.075	4.056
Altri	267	163
	8.862	9.497

Le garanzie comprendono le garanzie rilasciate da Eni a beneficio delle parti terze che hanno gli obblighi contrattuali di costruire e finanziare l'unità di Floating Production di GNL del valore complessivo di €4.673 milioni ai fini dello sviluppo delle riserve gas della scoperta Coral nel permesso Area 4 nell'offshore del Mozambico. Eni è operatore con una quota del 25% del progetto attraverso la partecipazione azionaria del 35,71% nella joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA. Il progetto Coral ha ottenuto la FID il 1° giugno 2017. L'impianto FLNG della capacità di produzione di circa 3,37 milioni di tonnellate/anno sarà di proprietà della società di scopo Coral FLNG SA (quota Eni 25%) che eseguirà un servizio di liquefazione del gas, stoccaggio e caricamento su navi metaniere a beneficio dei Concessionari dell'EPCC di Area 4 e degli altri due soci di Mozambico Rovuma Venture SpA, CNPC ed ExxonMobil ciascuno in proporzione al proprio participating interest indiretto nell'EPCC di Area 4, pari rispettivamente al 20% e al 25%. Il gas liquefatto sarà venduto alla società petrolifera BP sulla base di un contratto di lungo termine con clausola di take-or-pay della durata di 20 anni con l'opzione di estenderne la durata fino ad altri dieci anni consecutivi (LNG Sale and Purchase Agreement). A copertura degli obblighi contrattuali derivanti dal contratto di Engineering Procurement Construction Installation and Commissioning (EPCIC) nei confronti del consorzio di costruzione Technip - JGC – Samsung Heavy Industries, Eni, tramite una propria controllata, ha emesso una Parent Company Guarantee pro-quota a copertura di eventuali pagamenti non onorati da parte di Coral FLNG SA fino all'ammontare massimo di €1.168 milioni, corrispondenti al 25% del valore del contratto. Il valore della garanzia decresce nel corso della durata del contratto in accordo alla struttura dei pagamenti. Il finanziamento del progetto è coperto in parte da capitale equity degli upstreamer e in parte da un project financing con Export Credit Agencies e banche commerciali dell'ammontare complessivo di €4.164 milioni. Nella fase relativa alla costruzione e messa in esercizio dell'impianto FLNG, il project financing sarà assistito dalla garanzia di rimborso (cosiddetta "Debt Service Undertaking" - "DSU") per un valore massimo stimato di €1.425 milioni in proporzione alla quota del 25% di partecipazione di Eni all'iniziativa industriale. Nella fase di esercizio dell'impianto, una volta superati tutti i performance test richiesti dai lender, tale garanzia sarà rilasciata e il finanziamento diventerà interamente non recourse nei confronti dei Concessionari. Nella fase di esercizio, le garanzie a favore dei lender saranno limitate al solo perimetro del progetto, senza dare in garanzia le riserve gas, con rimborso del finanziamento e dei costi accessori in base al meccanismo del "pay-when-paid", secondo cui il rimborso avverrà in base agli incassi derivanti dalle vendite di GNL generato dal progetto al long-term buyer, senza obbligo per Eni e per gli altri Concessionari di ripianare eventuali deficit. Inoltre, i Concessionari hanno aperto una linea di credito, impegnandosi ognuno pro-quota a finanziare: (i) gli esborsi equity di competenza della società di Stato del Mozambico ENH fino ad un importo massimo di €123 milioni in quota Eni; (ii) la quota di DSU di spettanza ENH fino ad un importo massimo di €158 milioni in quota Eni. Infine, in base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del primo piano di sviluppo delle riserve del permesso, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di €1.335 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp, ed ENH) e degli altri due soci della joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione ai participating interest in Area 4.

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate di €4.323 milioni (€5.082 milioni al 31 dicembre 2018) riguardano principalmente contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €2.886 milioni (€2.576 milioni al 31 dicembre 2018). Nel 2019 è stata estinta la garanzia bancaria rilasciata a GasTerra di €1.010 milioni emessa nel 2016 per ottenere la rinuncia di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro della partecipazione in Eni International BV ottenuto da un giudice olandese nell'ambito del contenzioso commerciale per le forniture gas. L'arbitrato attivato dalle parti per dirimere la controversia ha emesso nel mese di luglio un lodo favorevole a Eni stabilendo che GasTerra non ha diritto ad alcun conguaglio prezzo per le forniture di gas del periodo contestato, contrariamente alla tesi iniziale di GasTerra, sulla cui base era stato ottenuto il provvedimento di sequestro. In data 24 luglio 2019, su richiesta di Eni e con il consenso di GasTerra, la garanzia bancaria è stata estinta. GasTerra si è riservata ogni azione a tutela delle proprie ragioni. L'impegno effettivo delle garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate ammonta a €4.013 milioni (€5.000 milioni al 31 dicembre 2018).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €4.075 milioni (€4.056 milioni al 31 dicembre 2018) riguardano principalmente: (i) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.676 milioni (€1.664 milioni al 31 dicembre 2018), di cui €1.425 milioni a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing dello sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mo-

84573/635

zambico (€1.397 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.661 milioni (€1.644 milioni al 31 dicembre 2018), di cui €1.168 milioni a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della FLNG per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.147 milioni al 31 dicembre 2018); (iii) la fidejussione di €499 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI – Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (collegata Saipem); (iv) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,60%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €181 milioni (€177 milioni al 31 dicembre 2018). L'impegno effettivo delle garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate ammonta a €2.109 milioni (€2.159 milioni al 31 dicembre 2018).

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Impegni	74.338	54.611
Rischi	676	673
	75.014	**55.284**

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €65.374 milioni (€52.397 milioni al 31 dicembre 2018). L'incremento di €12.977 milioni riguarda: (a) le parent company guarantees di €9.794 milioni rilasciate per €8.904 milioni a favore di Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1 e 2 e per €890 milioni a favore di Eni RAK BV in relazione all'ingresso e all'avvio delle attività esplorative nel blocco A negli Emirati Arabi Uniti. Le parent company guarantees si aggiungono a quelle rilasciate nel 2018 nell'ambito delle transazioni con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle due concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) della durata di 40 anni e dell'ammontare massimo di €13.356 milioni e di una quota di partecipazione del 25% nella Concessione di Gasha della durata di 40 anni e dell'ammontare massimo di €22.261 milioni. Le garanzie sono state rilasciate a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai due Concession Agreement tra cui, in particolare, il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione e mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Va evidenziato che le garanzie non coprono eventuali perdite di profitto o di produzione derivanti dal mancato conseguimento dei target; (b) le parent company guarantees di €445 milioni rilasciate a seguito dell'operazione di scambio quote con Lukoil nei Blocchi 10 e 12 nell'offshore del Messico. Le parent company guarantees si aggiungono a quelle rilasciate negli esercizi precedenti di €9.194 milioni, di cui €6.968 milioni rilasciate nel 2018 per l'assegnazione di nuovi titoli esplorativi e della decisione finale d'investimento per lo sviluppo delle riserve dell'Area 1; (c) l'emissione di parent company guarantees per €1.781 milioni a seguito dell'acquisizione degli asset upstream di ExxonMobil da parte della joint venture Vår Energi AS in relazione alle obbligazioni di abbandono; (ii) due parent company guarantees per un ammontare complessivo di €6.527 milioni rilasciate nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La prima parent company guarantee di €2.965 milioni è stata rilasciata a garanzia degli obblighi previsti nello Share Purchase Agreement e rimarrà in essere fino al pagamento della Deferred Consideration previsto entro il 31 marzo 2020. La seconda parent company guarantee di €3.562 milioni è stata rilasciata a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholder Agreement e rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031). Tale impegno contrattuale stimato in €1.978 milioni (€2.079 milioni al 31 dicembre 2018) è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico dell'esercizio. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent compay guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio; (iv) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €114 milioni (€116 milioni al 31 dicembre 2018); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (v) l'impegno di €105 milioni per l'acquisto del 70% della società Evolvere SpA impegnata nella produzione e distribuzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici; l'acquisto è stato finalizzato a gennaio 2020.

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €248 milioni (€244 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €428 milioni (€429 milioni al 31 dicembre 2018).

84573 ¥/636

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono, la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa €13 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS. Gli altri impegni includono inoltre gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.
Inoltre a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

RISCHI FINANZIARI

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

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA ed Eni Finance USA Inc garantiscono, rispettivamente, per le società Eni italiane, non italiane e con sede negli Stati Uniti, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.
Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di

84573/637

liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO DI CAMBIO

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

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

RISCHIO DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

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

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

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

RISCHIO DI MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward,

84573 /638

Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating, e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per il Portafoglio espresso in USD. Nel 2019, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A+/A, entrambi in linea con i valori del 2018.

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

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

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse[a]	5,19	2,44	3,80	3,00	3,65	1,80	2,73	2,99
Tasso di cambio[a]	0,41	0,07	0,17	0,15	0,57	0,09	0,28	0,25

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

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

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[a]	23,03	7,74	11,22	9,11	18,60	6,79	11,04	7,50
Trading[b]	1,60	0,25	0,51	0,31	2,28	0,26	0,73	0,27

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale, consociate estere delle Divisioni operative e, a partire da ottobre 2016, dell'area di business Eni gas e luce. Per quanto riguarda le aree di business Gas & Power, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GLP e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.
(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

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

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro[a]	0,37	0,31	0,35	0,33	0,35	0,25	0,29	0,25

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

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

	2019				2018			
($ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro[a]	0,05	0,02	0,04	0,05	0,04	0,01	0,02	0,02

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.

84573/639

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata adottato.

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

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

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

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

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

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

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

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

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

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

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2019 il programma risulta utilizzato per circa €14,9 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2019 il rating di Eni non ha subito variazioni.

Nel 2019 sono stati emessi bond per un controvalore complessivo di circa €1.635 milioni, di cui €746 milioni nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes e €889 milioni attraverso un'emissione di 1 miliardo di USD sul mercato statunitense e sui mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2019, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €13.299 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €4.667 milioni, di cui €450 scadenti entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

84573/640

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

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

			Anni di scadenza				
(€ milioni)	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
31.12.2019							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.908	1.704	1.259	2.743	1.785	11.521	**21.920**
Passività finanziarie a breve termine	2.452						**2.452**
Passività per beni in leasing	884	632	487	434	424	2.761	**5.622**
Passività per strumenti finanziari derivati	2.704	2	14			34	**2.754**
	8.948	**2.338**	**1.760**	**3.177**	**2.209**	**14.316**	**32.748**
Interessi su debiti finanziari	594	452	353	342	269	1.667	**3.677**
Interessi su passività per beni in leasing	341	302	263	233	206	1.015	**2.360**
	935	**754**	**616**	**575**	**475**	**2.682**	**6.037**
Garanzie finanziarie	926						**926**
			Anni di scadenza				
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	Totale
31.12.2018							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.301	2.958	1.541	1.253	2.714	11.723	**23.490**
Passività finanziarie a breve termine	2.182						**2.182**
Passività per strumenti finanziari derivati	1.445	13	1	21		5	**1.485**
	6.928	**2.971**	**1.542**	**1.274**	**2.714**	**11.728**	**27.157**
Interessi su debiti finanziari	655	545	436	330	320	1.677	**3.963**
Garanzie finanziarie	668						**668**

La passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €2.953 milioni alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate di Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

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

		Anni di scadenza		
(€ milioni)	2020	2021-2024	Oltre	Totale
31.12.2019				
Debiti commerciali	10.480			**10.480**
Altri debiti e anticipi	5.065	54	100	**5.219**
	15.545	**54**	**100**	**15.699**
		Anni di scadenza		
	2019	2020-2023	Oltre	Totale
31.12.2018				
Debiti commerciali	11.645			**11.645**
Altri debiti e anticipi	5.102	59	96	**5.257**
	16.747	**59**	**96**	**16.902**

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali[38]

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

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

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

(38) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 21 – Fondi per benefici ai dipendenti.

84573|641

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	331	325	163	179	424	12.052	13.474
Costi relativi a fondi ambientali	403	368	319	238	198	1.065	2.591
Impegni di acquisto[b]	9.938	9.912	9.467	9.530	9.722	77.914	126.483
- Gas							
Take-or-pay	7.117	9.140	8.912	9.100	9.410	77.239	120.918
Ship-or-pay	1.070	532	454	412	296	646	3.410
- Altri impegni di acquisto	1.751	240	101	18	16	29	2.155
Altri impegni	7	1				106	114
- Memorandum di intenti Val d'Agri	7	1				106	114
Totale	10.679	10.606	9.949	9.947	10.344	91.137	142.662

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €31,5 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

	Anni di scadenza					
(€ milioni)	2020	2021	2022	2023	Oltre	Totale
Impegni per investimenti committed	5.570	4.054	2.611	1.544	2.669	16.448

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2019			2018		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Attività finanziarie destinate al trading[a]	6.760	127		6.552	32	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading[b]	(125)	273		177	(178)	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value[c]	929	247	(3)	919	231	15
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	12.926	(409)		14.145	(343)	
- Crediti finanziari[e]	1.503	110		1.489	(139)	
- Titoli[e]	55			64		
- Debiti commerciali e altri debiti[f]	15.699	33		16.902	(28)	
- Debiti finanziari[f]	24.518	(802)		25.865	(615)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura[g]	(2)	(739)	(679)		642	(243)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €287 milioni di proventi (proventi per €129 milioni nel 2018) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €14 milioni di oneri (oneri per €307 milioni nel 2018).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €432 milioni di svalutazioni nette (€415 milioni di svalutazioni nette nel 2018) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €23 milioni di proventi (proventi per €69 milioni nel 2018), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €26 milioni (€38 milioni di interessi attivi nel 2018).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €99 milioni (€129 milioni nel 2018) e rivalutazioni netto per €4 milioni (€275 milioni di svalutazioni netto nel 2018).
(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €647 milioni (€605 milioni nel 2018).
(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

84573/642

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2019			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	13.773	900	12.873
Altre attività correnti	4.584	612	3.972
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	16.445	900	15.545
Altre passività correnti	7.758	612	7.146
31.12.2018			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	15.634	1.533	14.101
Altre attività correnti	4.455	1.636	2.819
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	18.280	1.533	16.747
Altre passività correnti	7.048	1.636	5.412

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €713 milioni (€1.347 milioni al 31 dicembre 2018) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €187 milioni (€186 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) altre attività e passività correnti relative a strumenti finanziari derivati per €612 milioni (€1.636 milioni al 31 dicembre 2018).

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 20 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

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

(i) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotone un procedimento penale 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. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura. A seguito della richiesta di rinvio a giudizio della Procura si è svolta l'udienza preliminare. In sede di discussione, nel marzo 2019, il PM procedente ha chiesto il proscioglimento di tutti gli imputati. Il procedimento è in corso. Inoltre, nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. La società ha presentato un nuovo progetto di bonifica già ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente. Sono iniziati i lavori di bonifica previsti dal POB fase 1, già decretato, il 23 settembre 2019. Per questo secondo procedimento è stata presentata memoria per chiederne l'archiviazione.

(ii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) e Versalis 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. Si sono costituiti parte civile la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Nel 2013 la Procura ha modificato le imputazioni in forma colposa e non dolosa. L'ipotesi di risoluzione del procedimento per intervenuta prescrizione è stata rigettata dalla Corte Costituzionale che accogliendo la tesi della Procura di Sassari ha valutato come la complessità degli accertamenti necessari nel caso di reati quali il disastro ambientale giustifichi un allungamento dei termini di prescrizione parificandoli ai termini previsti per le ipotesi dolose. La Corte di Cassazione ha restituito gli atti alla Procura di Sassari che ha proceduto a ripresentare la richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare è stata ammessa la costituzione di parte civile del Ministero dell'Ambiente, della Regione Sardegna, dell'Ente Parco Asinara e del Comune di Porto Torres. Sono state citate in giudizio le società Eni Rewind SpA e Versalis SpA quali responsabili civili. Successivamente, su richie-

84573 663

sta della difesa della società, Versalis SpA è stata estromessa dal procedimento che risulta in corso.

(iii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind SpA e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind SpA e Versalis. 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 gli indagati Eni Rewind SpA e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind SpA ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011. La difesa ha presentato appello. Il procedimento di secondo grado è in corso.

(iv) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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 D.Lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciaredda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde c.d. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind SpA. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari.

(v) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. In data 30 maggio scorso è stato notificato avviso ex art. 415-bis. La società Eni Rewind SpA è risultata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nel novembre 2019 è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio.

(vi) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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", acque raccolte da Eni Rewind SpA sulla base del provvedimento di autorizzazione rilasciato dal Prefetto e dal Tribunale di Sassari. Ai medesimi indagati è stato altresì 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, regimazione e copertura dell'area palte già peraltro autorizzate. L'istanza presentata per la rimozione dei BULK è stata autorizzata dalla Procura nell'ottobre 2018. Il procedimento è stato riunito in quello descritto sopra.

(vii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) - Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente 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 verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono 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, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Eni Rewind SpA è costituita in giudizio quale responsabile civile. In udienza preliminare le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il GUP presso il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Eni Rewind SpA ha concluso alcuni accordi transattivi. Terminato il dibattimento nel novembre 2016 il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con riferimento a 74 casi dei 75 inizialmente contestati nonché per l'ipotesi di disastro.
Unica condanna per un caso di asbestosi. Le difese, le parti civili costituite e la Procura hanno presentato appello. I giudici di secondo grado hanno disposto una complessa perizia ritenendo di non poter decidere allo stato degli atti, nominando tre noti esperti.
Il procedimento è in corso davanti alla Corte d'Appello di Bologna.

(viii) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e di EniMed SpA per 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 D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed SpA. Il procedimento è in corso.

(ix) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti

84573/644

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 con una perdita di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati e la persona giuridica Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01. Il processo si è aperto nel novembre 2017 ed è in corso.

(x) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento 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 richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi 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 del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si 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. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

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

Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento, nonché agli altri tre serbatoi di stoccaggio. Attualmente è stato risarcito il danno ad alcuni privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento; con altri invece le trattative sono ancora in corso. I prevedibili esborsi relativi a tali transazioni sono stati stanziati.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la Società ha impugnato le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco dell'ottobre e del dicembre 2017, precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione del Rapporto di Sicurezza ivi richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dimostrerebbero secondo le valutazioni Eni che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e che non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

Nel mese di aprile 2019 sono state disposte misure cautelari nei confronti di tre dipendenti attualmente soggette ad impugnazione.

Nel settembre 2019 il Pubblico Ministero disponeva la separazione della posizione di un dipendente sottoposto a misura cautelare dagli altri indagati Eni, con contestuale formazione nei soli suoi confronti di un autonomo fascicolo e, quindi, richiedeva al Giudice per le Indagini Preliminari l'emissione nei confronti del medesimo del decreto di giudizio immediato cd. "custodiale", che è stato accolto dal GIP.

(xii) **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 ed EniMed SpA un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato

84573/645

di cui al D.Lgs. 231/01 e s.m.i. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di Enimed e della società è stato chiesto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso innanzi al Giudice dell'Udienza Preliminare.

(xiii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) SpA - Disastro ambientale Ferrandina.** Nel gennaio 2018 la Procura di Matera ha aperto un procedimento penale a carico del Program Manager Sud della Eni Rewind SpA per i reati di gestione illecita di rifiuti e disastro innominato in relazione a fatti connessi alle attività di bonifica del sito di Ferrandina/Pisticci. La contestazione concerne un presunto sversamento di liquidi contaminati nel sottosuolo e poi nel fiume Basento a causa della rottura di una tubazione di collegamento interrata che doveva portare gli stessi all'impianto di trattamento gestito dalla società Tecnoparco. Nei confronti dell'indagato, è stata formulata la richiesta di rinvio a giudizio. L'udienza preliminare si è conclusa il 15 ottobre 2019 con la pronuncia da parte del GUP di sentenza di non luogo a procedere nei confronti dell'imputato Eni Rewind SpA per non aver commesso il fatto.

(xiv) **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di una indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento, di Versalis ai sensi del D.Lgs. 231/01 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai Consulenti Tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle Best Available Techniques (BAT). Il provvedimento de quo contiene alcuni passaggi relativi al rapporto fra le BAT e le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) rilasciate che, secondo le valutazioni tecniche dei consulenti della Procura, non sarebbero legittime in quanto poco coerenti con i dettami normativi.
Versalis ha provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti e per tale ragione il provvedimento in questione è stato impugnato dinanzi al Tribunale del Riesame che il 26 marzo 2019 ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto.

(xv) **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale. Secondo la ricostruzione dei fatti, durante la fase di scarico di un serbatoio dalla piattaforma a un supply vessel si è verificato, per circostanze in corso di approfondimento, 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, deceduto in tale tragico evento. In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha aperto un'indagine contro ignoti e sono in corso di svolgimento gli accertamenti tecnici dei consulenti della Procura su tutte le parti della gru immediatamente poste sotto sequestro. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'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 D.Lgs. 231/01. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini.

(xvi) **Raffineria di Gela SpA ed Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata Isola 32 all'interno della raffineria di Gela dove sono ubicate le vecchie e nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi gestite da Eni Rewind SpA, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato da Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento).
L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione documentale presso la sede di Eni Rewind SpA di Gela e della Raffineria di Gela che nel periodo 1.1.2017–20.3.2019 hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (TAF Eni Rewind SpA), TAF-TAS di sito e pozzi di emungimento e barriera idraulica). Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici (11) piezometri del sistema di barrieramento idraulico con contestuale informazione di garanzia emesso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Eni Rewind SpA. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili al fine di effettuare delle analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS. Le attività sono tuttora in corso.

(xvii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) e Versalis SpA – Mantova – Indagine in materia di reati ambientali.** La Procura della Repubblica di Mantova sta procedendo contro società del Gruppo Eni per reati ambientali relativi al SIN di Mantova. Lo stato dei procedimenti è di indagini preliminari: 1) 778/2018 R.G.N.R. Dall'avviso di proroga dei termini delle indagini risulta che la Procura di Mantova procede per il reato di omessa bonifica in relazione al SIN di Mantova sia con riferimento alla fattispecie prevista dal Testo Unico Ambientale sia per la più grave ipotesi prevista dal codice penale "sino all'attualità". Sono indagate ai sensi del D.Lgs. 231/01 le società Versalis ed Edison. Risultano altresì indagati tre dirigenti di Versalis. 2) Procedimento penale n. 780/2018 R.G.N.R. Dall'avviso di proroga dei termini delle indagini risulta che la Procura di Mantova sta svolgendo indagini nei confronti di tre dirigenti Versalis nonché della società stessa ai sensi del D.Lgs. 231/01. Le indagini riguarderebbero i reati di inquinamento ambientale e di omessa bonifica presso il SIN di Mantova, contestati in permanenza. 3) Procedimento pena-

84573/646

le n. 956/2018 R.G.N.R. Dalla richiesta di proroga delle indagini preliminari risulta che la Procura di Mantova sta svolgendo accertamenti in ordine a reati in materia ambientale presso il SIN di Mantova. 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.

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

(i) **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 la controllata Eni Rewind 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 ritenendola fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto e comunque assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando elementi che potessero giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Nel corso del giudizio di appello il CTU ha convalidato le attività dei tavoli tecnici svolti dalla Società con gli enti tecnici nazionali e locali e ha ritenuto che (i) nessuna ulteriore misura di riparazione primaria debba essere realizzata; (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Eni Rewind SpA per un valore complessivo di circa €7 milioni; (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Eni Rewind SpA con MNR (monitoraggio del natural recovery) che stima in 20 anni. Nel marzo 2017 la Corte d'Appello, confermando la valutazione del CTU: (i) ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (art. 18 Legge 349/1986); (ii) ha annullato la precedente condanna di Eni Rewind SpA a oltre €1,8 miliardi, 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. 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. Si precisa che il POB è stato presentato da Eni Rewind SpA, approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione (nonché coperto dai relativi fondi); (iii) ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Nell'aprile 2018 il Ministero dell'Ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello. Nei termini di legge la Società e i suoi dirigenti si sono costituiti presentando ricorso e controricorso.

(ii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese 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, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni. L'atto, che le società coinsediate hanno impugnato nel dicembre 2017, costituisce formale messa in mora ai fini dell'azione di danno ambientale. Il Consiglio di Giustizia Amministrativa (CGA) per la Regione Siciliana si è pronunciato sugli appelli pendenti avverso diverse sentenze del TAR e in sostanza ha confermato l'annullamento di tutte le prescrizioni amministrative oggetto del contenzioso. Il quadro prescrittivo in capo alle società diventa quindi, con tale sentenza, chiaro e definitivo. L'annullamento delle prescrizioni ha, tra l'altro, effetto retroattivo al momento della loro adozione e consente, pertanto, di escludere il rischio della contestazione di eventuali inadempimenti. A giugno 2019 presso il Ministero dell'Ambiente è stato istituito un tavolo tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta all'esito del quale è stato reso pubblico il relativo verbale. Il verbale richiama la diffida del 2017, conferma la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed afferma un inadempimento alla diffida medesima da parte delle aziende che sarebbe stato comunicato anche alla Procura della Repubblica per le conseguenti azioni. D'intesa con tutte le linee di business interessate e in coordinamento con le altre aziende presenti si sta procedendo all'impugnativa di tale verbale e ad ulteriori paralleli approfondimenti tecnici interni a scopo difensivo.
Anche all'esito di un incontro avvenuto con il Ministro presso il sito, Eni Rewind si è resa disponibile, con il Ministero dell'Ambiente, ad avviare un tavolo di confronto con il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati e volto ad individuare eventuali misure opportune sui nuovi dati ambientali acquisiti da CNR/ISPRA nel corso del 2019.

(iii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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 ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale

84573/647

composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Tali giudizi pendono nella fase dell'istruttoria. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta.

(iv) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) - Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).** Dal 2008 è pendente un procedimento presso il Tribunale di Genova attivato dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio che hanno citato Eni Rewind SpA perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è basata su un'accusa di "inerzia" di Eni Rewind SpA nel dare esecuzione agli interventi ambientali. 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. Il Giudice della causa sta verificando l'andamento e lo stato delle trattative.

(v) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva. In particolare, l'atto inquadra la responsabilità di Eni Rewind SpA e Versalis SpA nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso una discarica non autorizzata di proprietà di un terzo (a circa 2 km dall'abitato di Melilli). La pretesa ammonta a €500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società gestore della discarica. Con sentenza pubblicata nel giugno 2017, il Giudice ha accolto tutte le istanze difensive di Eni Rewind SpA e Versalis SpA ritenendo le richieste del Comune inammissibili per carenza di legittimazione attiva e comunque infondate o non provate. Nell'aprile 2018 l'appello proposto dal Comune è stato respinto. È pendente ricorso in Cassazione per revocazione.

(vi) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio.
In particolare, nella citazione vengono richiamati in modo puntuale eventi che avrebbero generato impatti negativi sui cittadini e sul territorio. (quali es. lo spill del 2017, eventi torcia dal 2014, le emissioni odorigene e acustiche). 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.

(vii) **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 un'associazione di pescatori sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di alcune controllate e diverse altre compagnie petrolifere, finalizzati all'ottenimento del 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 trasferiti alle Corti Federali su impulso dei convenuti, i quali hanno depositato un'apposita istanza con la quale si è rilevata la carenza di giurisdizione delle Corti Statali e sono attualmente sospesi in attesa della decisione sulla competenza giurisdizionale.

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

(i) **EniPower SpA.** Nel 2004 la magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente, che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex D.Lgs. 231/01. Nell'agosto 2007 la Procura ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower e Snamprogetti per la successiva archiviazione. Il procedimento pertanto è proseguito a carico di ex dipendenti delle predette società, nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. 231/01. Eni, EniPower e Snamprogetti si sono costituite parte civile. Nel settembre 2011 il Tribunale di Milano ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni in solido tra loro e alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili, ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha pronunciato l'assoluzione per altri 15 imputati. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/01, il Giudice ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando la sanzione amministrativa pecuniaria e la corrispondente confisca, ma ha escluso la costituzione di parte civile di Eni, EniPower e Saipem nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/01. Le parti condannate hanno proposto appello e nell'ot-

84573/648

tobre 2013 la Corte d'Appello di Milano ha confermato la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Cassazione ha annullato la sentenza della Corte d'Appello rimandando ad altra sezione, che ha nuovamente confermato la sentenza di primo grado, ferme restando le statuizioni della precedente sentenza di appello non oggetto di annullamento, in cui può includersi, ragionevolmente, la dichiarazione di prescrizione dei reati. Sono state depositate le motivazioni della sentenza, dalle quali risulta confermato l'impianto definito dai precedenti gradi di giudizio. È stato presentato ricorso per Cassazione esclusivamente per le statuizioni civili. La Corte di Cassazione, per quanto di interesse, ha rigettato i ricorsi e confermato la sentenza di appello.

(ii) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati dall'ex controllata Saipem in Algeria. Nel 2011 Eni ha ricevuto dalla Procura di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste dal D.Lgs. n. 231/01, che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa tramite la allora "Divisione E&P") su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura. Nel novembre 2012 la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex D.Lgs. 231/01, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Successivamente la Procura ha notificato ulteriori provvedimenti e richieste a Saipem, volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da quest'ultima in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento: in particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, il cui rapporto di lavoro con Saipem è cessato a inizio 2013. Nel febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura di Milano e contestualmente è stata notificata ad Eni informativa di garanzia ex D.Lgs. 231/01. Dagli atti si è appreso che la Procura aveva esteso le indagini anche nei confronti di Eni, dell'ex Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni). Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda. Nel corso del 2013, i consulenti esterni hanno effettuato:

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

Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni, che hanno confermato l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni nel periodo di riferimento. I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'Autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti. Nel gennaio 2015 è stato emesso dalla Procura di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, 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 nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/01), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, l'ex Chief Upstream Officer di Eni) è stato contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010. Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni ulteriori analisi ed approfondimenti che hanno confermato le conclusioni raggiunte in precedenza. Nel febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio di tutti gli indagati per i reati indicati, mentre nell'ottobre 2015 il Tribunale di Milano ha emesso sentenza di non luogo a procedere nei confronti di Eni, dell'ex AD e dell'ex Chief Upstream Officer della Società per tutte le ipotesi di reato oggetto di contestazione. Nel febbraio 2016 la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano avverso il provvedimento di non luogo a procedere, ha annullato la sentenza impugnata e ha disposto la trasmissione degli atti ad un nuovo giudice presso il Tribunale di Milano. All'esito della nuova udienza preliminare, nel luglio 2016 il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, inclusa Eni. All'udienza del febbraio 2018 il Pubblico Ministero, nel concludere la propria requisitoria, ha chiesto — tra l'altro — la condanna di Eni al pagamento di una sanzione pecuniaria. Con sentenza del settembre 2018, il Tribunale di Milano, respingendo le richieste di condanna della Procura, 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. Nel dicembre 2018 sono state depositate le motivazioni della sentenza. Il Pubblico Ministero e le altre parti che sono state condannate in primo grado hanno proposto appello nei termini di legge. In data 15 gennaio 2020 la II sezione penale della Corte d'Appello di Milano ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado nei confronti degli ex manager Eni, dichiarando l'appello proposto

84573/609

dal Pubblico Ministero inammissibile nei confronti della Società.
A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.
Il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendone l'archiviazione. Per quanto riguarda le indagini condotte dalla SEC sono in fase avanzata le discussioni per un possibile settlement.

(iii) **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. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 e una richiesta di consegna ex art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni, assicurando la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. A tal proposito si evidenzia che, come comunicato al mercato da Eni, in data 1° ottobre 2019 il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento.
Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anticorruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.
Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e l'allora Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza del settembre 2014 presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.
Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, dell'attuale CEO, dell'allora Chief Development, Operation & Technology Officer, di un altro top manager di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01.
A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.
Nel dicembre 2017 il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. All'udienza del maggio 2018 ha chiesto di costituirsi parte civile anche l'associazione Asso Consum e il Tribunale ha rinviato all'udienza del giugno 2018 per affrontare tutte le questioni sulle richieste di costituzione di parte civile. In questa udienza il nuovo difensore nominato dal Governo Federale della Nigeria ha insistito per l'ammissione della costituzione di parte civile richiedendo, altresì, la citazione come responsabili civili di Eni e Shell.
All'udienza del luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Asso Consum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal Tribunale. Eni e Shell si sono poi costituite responsabili civili in esito alla citazione effettuata dal Governo della Nigeria. Il procedimento di primo grado è in corso. Per quanto riguarda il separato procedimento penale, svoltosi con il rito abbreviato nei confronti di due imputati, terzi rispetto alla società, nel settembre 2018 è stata emessa sentenza di condanna. In particolare, il Giudice ha condannato i due imputati (che secondo l'impostazione accusatoria sarebbero stati due mediatori) alla pena di anni 4 e alla confisca del prezzo del reato pari a 100 milioni di dollari. Nel dicembre 2018 sono state depositate le motivazioni della sentenza che è stata successivamente appellata dagli imputati.
Nel gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della Federal High Court di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della Economic and Financial Crime Commission ("EFCC") un sequestro temporaneo ("Order") della licenza OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. Nel marzo 2017 la Corte nigeriana ha accolto il ricorso presentato da NAE e dal suo partner e ha revocato il provvedimento di sequestro. Successivamente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte della EFCC e ne ha messo una copia a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente di cui sopra. Questi ultimi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate confermano le conclusioni delle precedenti, in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo nigeriano.
Nel novembre 2018 Eni SpA e le controllate NAE, NAOC ed AENR (nonché alcune società del gruppo Shell) hanno ricevuto notizia

84573/650

dell'intenzione della Repubblica Federale della Nigeria di promuovere un'azione civile presso le corti inglesi per ottenere il risarcimento del danno derivante dalla transazione con la quale la licenza OPL 245 fu assegnata a NAE e SNEPCO (affiliata Shell). Il mese successivo, Eni ha ottenuto copia della documentazione che attesta l'iscrizione a ruolo della causa, il 15 aprile le consociate nigeriane NAE, NAOC ed AENR hanno ricevuto formale notifica dell'avvio del procedimento, mentre l'analoga notifica è stata ricevuta da Eni SpA il 16 maggio 2019. Negli atti introduttivi del giudizio, la domanda è quantificata in $1.092 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 di $3,5 miliardi. La quota di interessenza di Eni è pari al 50%. Si ricorda che la Nigeria è costituita parte civile nel procedimento a Milano e che pertanto la causa di cui sopra appare una duplicazione delle domande formulate a Milano contro le persone fisiche di Eni.

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

Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'account di posta elettronica di un dirigente Eni, già direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 e successivamente nel maggio e nel settembre 2019 sono stati notificati a Eni provvedimenti di richiesta di documenti ex art. 248 c.p.p. dalla Procura di Milano, aventi ad oggetto i rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con alcune società. Tutta la documentazione richiesta è stata prodotta all'Autorità giudiziaria.

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

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 presunta ipotesi di "omessa comunicazione del 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 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 di una quota della proprietà di tale fornitore per una parte del periodo predetto. Nessuna delle forniture oggetto di indagine è mai stata oggetto di delibera da parte del Consiglio di Amministrazione di Eni SpA.

Nel novembre 2019, a seguito della notifica degli ulteriori atti di indagine il Collegio Sindacale, il Comitato Controllo e Rischi e l'Organismo di Vigilanza hanno affidato ai consulenti già incaricati nel 2018 un secondo incarico per rivedere le conclusioni raggiunte, alla luce della documentazione processuale resa disponibile a seguito della richiesta di riesame del provvedimento notificato al CEO nel settembre 2019. Il secondo rapporto dei consulenti consegnato nel febbraio u.s., ancora di carattere preliminare e suscettibile di modifiche ed integrazioni, aggiorna le conclusioni raggiunte dal primo limitatamente alla: (i) ipotesi di verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni a partire dal 2009 sino al 2012 e comunque non oltre la data di nomina a consigliere del CEO; (ii) assenza di riscontri idonei a smentire le dichiarazioni rese dal CEO circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge nella proprietà del predetto Gruppo Petroserve.

3. Altri procedimenti in materia penale

(i) **Eni SpA (R&M) - Procedimenti penali accise sul 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. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane, in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Constatazione per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,55 milioni e nel maggio 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha emesso il relativo avviso di pagamento, prontamente impugnato dalla Società innanzi alla Commissione Tributaria di primo grado di Roma. Nel marzo 2018 è stato depositato il dispositivo della sentenza con la quale la Commissione ha accolto il ricorso presentato

84573/651

da Eni avverso la contestazione di omesso versamento di accise e condanna altresì l'Agenzia delle Dogane alle spese di giudizio. Tale sentenza è stata impugnata dall'Agenzia delle Dogane dinanzi la Commissione Tributaria Regionale di Roma. In data 24 giugno 2019 è stato stipulato tra Eni e l'Agenzia delle Dogane un accordo di conciliazione extragiudiziale che prevede la determinazione dell'accisa dovuta in €73 mila e il conseguente rimborso a Eni delle somme versate in eccesso in pendenza di giudizio. Conseguentemente è stata presentata in Commissione Tributaria istanza di cessata materia del contendere; (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Stagno (Livorno); (iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento.

I tre filoni sono stati riuniti in un unico procedimento (n. 7320/14) e la Procura di Roma ha condotto un'articolata attività di indagine, ipotizzando la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel corso degli anni 2014 e 2015 sono state effettuate massicce attività di intercettazione telefonica e ambientale ed attività delegate di perquisizioni e sequestri su tutti depositi fiscali del circuito Eni sul territorio nazionale – per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise – e sono stati effettuati accertamenti tecnici su testate di erogazione carburanti. Nello stesso periodo, le indagini sono state estese ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti incluso il vertice dell'allora Divisione Refining e Marketing della Società.

Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquito con la Procura al fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata.

Eni ha sempre fornito la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria.

Nel corso del 2018 nell'ambito del procedimento n. 7320/14 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso agli indagati di conclusione delle indagini preliminari e successivamente è stata esercitata l'azione penale con fissazione dell'udienza preliminare. Per quanto di interesse di Eni, la richiesta di rinvio a giudizio della Procura di Roma ha riguardato gli allora responsabili di deposito di Calenzano, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona per le fattispecie di reato di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise e anche i direttori delle raffinerie di Collesalvetti (Livorno) e Sannazzaro per le ulteriori fattispecie di alterazione dei sistemi di misura previsti dalle leggi applicabili. Inoltre, per il solo deposito di Calenzano, è stata contestata in capo al responsabile e a tre addetti di deposito, un'ipotesi di frode processuale.

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

Nel corso del 2019, per il procedimento principale (n. 7320/2014 RGNR), è stata svolta un'articolata fase di udienza preliminare dinnanzi al GUP del Tribunale di Roma il quale, all'esito delle discussioni, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati dinanzi al Tribunale Monocratico di Roma per i reati in materia di accise, reato di falsità e frode processuale. Il dibattimento è in corso.

Nell'ambito del procedimento stralciato (proc. n. 22066/17 RGNR) la Procura ha, invece, formulato l'imputazione per associazione a delinquere imposta dal GIP ed è stata celebrata l'udienza preliminare dinnanzi al Tribunale di Roma. Nel dicembre 2019, conclusa la fase delle discussioni 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 la Guardia di Finanza ha notificato ad Eni un Processo Verbale di Contestazione che quantifica le maggiori accise dovute per gli anni 2008-2017 in €34 milioni ed i maggiori imponibili delle altre imposte connesse (imposte sul reddito ed IVA) in misura tale da determinare ulteriori imposte dovute per €22 milioni. L'Agenzia delle Dogane e delle Entrate cui compete l'emissione dell'avviso di pagamento/accertamento potranno comminare sanzioni ed interessi. Parte delle maggiori accise contestate e delle altre imposte relative è riconducibile alla stessa fattispecie per la quale Eni ha già conseguito sentenza favorevole di primo grado a seguito del ricorso dinnanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Roma e ha stipulato un accordo di conciliazione extragiudiziale. A seguito delle memorie presentate dalla Società e del contraddittorio instaurato, l'Agenzia delle Dogane ha liquidato l'accisa relativa al Processo Verbale di Contestazione in €8 milioni emettendo i relativi avvisi di pagamento nel luglio 2019. Le altre imposte connesse sono rideterminate dall'Agenzia delle Entrate in circa €6 milioni. Eni ha effettuato i relativi pagamenti.

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

84573/652

A seguito di quanto sopra, il Comitato Controllo e Rischi, sentito il Collegio Sindacale, ha convenuto, unitamente all'Organismo di Vigilanza, di affidare a un soggetto terzo indipendente lo svolgimento di un incarico per una verifica interna su documenti e fatti rilevanti rispetto alle vicende connesse con il citato procedimento, incluse analisi di tipo "forensic". L'incarico è stato conferito il 22 febbraio 2018 e, nella Relazione finale del 12 settembre 2018, presentata al Comitato Controllo e Rischi, all'Organismo di Vigilanza e al Collegio Sindacale, è riportato che dalle analisi svolte, e rispetto alle ipotesi formulate dalla Procura di Milano nel decreto, non emergerebbero evidenze fattuali circa il coinvolgimento del predetto ex dirigente di Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.
Nel contempo il 19 aprile 2018 il Consiglio d'Amministrazione ha conferito incarico a due consulenti esterni, un penalista e un civilista, per ricevere una consulenza legale indipendente in relazione ai fatti oggetto di indagine. Gli esiti sono stati riportati in una relazione del 22 novembre 2018 che non ha evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La relazione è stata presentata al Consiglio d'Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché tramessa all'Organismo di Vigilanza di Eni.
Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con l'allora società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza. La Società ha risposto alla richiesta di informazioni l'11 giugno 2018. Successivamente, ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione, incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio d'Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea convocata per l'approvazione della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex art. 248 c.p.p. Oggetto della richiesta sono i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla Procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio d'Amministrazione. In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto.
Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. Contestualmente il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento al reato 25 decies D.Lgs. 231/01 per il reato di cui all'art. 377 bis c.p. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria).
Oggetto delle predette richieste di documentazione sono in particolare i rapporti con due controparti commerciali, gli accessi presso gli uffici Eni di alcuni soggetti terzi, anche per conto di una delle predette controparti, la casella di posta elettronica di alcuni dipendenti ed ex dipendenti, la documentazione relativa ai rapporti intrattenuti con l'ex legale esterno indagato nel procedimento e quella relativa all'interruzione di tali rapporti, i report dell'internal audit ed i verbali degli organi societari che si sono occupati di valutare tali rapporti. A seguito degli audit interni, la Società ha provveduto a denunciare per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS precedentemente licenziato in data 28 maggio 2019 ed ha altresì presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni ad Eni. In data 14 agosto la Guardia di Finanza ha inviato ad Eni una nuova richiesta di informazioni, avente ad oggetto i rapporti economici intercorsi tra le società del Gruppo Eni ed un professionista esterno. Alla richiesta è stato dato immediato riscontro.
Successivamente, nel novembre 2019 è stata notificata una richiesta di proroga delle indagini preliminari. Per quanto riguarda Eni, è stata richiesta la proroga delle indagini per il reato di cui all'art. 25 decies del D.Lgs. 231/01. Inoltre, risultano indagati per diverse ipotesi di reato un ex dirigente dell'ufficio legale, l'ex Chief Upstream Officer di Eni ed un ex dipendente di Eni, licenziato nel 2013. Per quanto riguarda le posizioni dei terzi, risultano delle nuove iscrizioni nel registro degli indagati, tra cui due ex legali esterni. 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. Inoltre ulteriore documentazione processuale si è resa disponibile anche a seguito di richieste di riesame degli atti predetti. Il Collegio Sindacale ha affidato, insieme al Comitato di Controllo 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 D.Lgs. 231/01. Le attività del consulente sono in corso.

(iii) **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 D.Lgs. 58/1998 (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.

4. Contenziosi fiscali

(i) **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

84573/653

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 n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'IMU gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo. Per chiarire gli effetti di tale esclusione relativamente alle installazioni in oggetto, Assomineraria ha presentato nel 2016 un quesito al Dipartimento delle finanze il quale con risoluzione n. 3/DF del 1° giugno 2016 ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta.

La pronuncia del Dipartimento delle Finanze tuttavia non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo e tre di questi 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. Delle due contrarie solo una applica sanzioni. Una delle due sentenze contrarie riguarda il contenzioso con il comune di Ravenna per le annualità 2016 e 2017, relativamente alle quali è stato confermato l'accertamento del comune 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 l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge a far data dal 2016 escluda l'imponibilità ai fini IMU delle piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale e proseguirà il contenzioso. Pertanto non sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi.

Il Decreto Legge 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) 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. Tale norma ha quindi sancito, a partire dal 2020, la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

5. Procedimenti chiusi

(i) **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 della 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 transatta tra tutte le parti coinvolte. L'ammontare transatto da Eni ha trovato copertura nei fondi stanziati in bilancio. Il giudizio innanzi al Tribunale di Milano si è formalmente estinto nel settembre 2019.

(ii) **Eni SpA – Procura della Repubblica di Roma – Proc. Pen. N. 2711/2019 – Dichiarazioni IVA.** In data 16 settembre 2019 è stato notificato avviso di proroga delle indagini preliminari all'ex CEO e all'attuale CEO di Eni, in relazione al reato tributario di cui all'art. 4 D.Lgs. 74/2000 (dichiarazione infedele). Dalle verifiche effettuate dai difensori nominati, si tratta di ipotesi di reato connesse alla vicenda penale delle accise sui carburanti (si veda quanto rappresentato nel dettaglio nella sezione precedente), per le ulteriori imposte dovute sull'ammontare di accise che si presumono sottratte all'imposizione, per le i periodi di imposta dal 2011 al 2014. A seguito delle attività difensive svolte e in ragione degli avvenuti pagamenti all'esito dell'interlocuzione con Agenzia delle Dogane e delle Entrate, nel novembre 2019 la Procura di Roma ha depositato richiesta di archiviazione del procedimento ed in data 2 dicembre 2019 il GIP del Tribunale di Roma ha emesso decreto di archiviazione.

(iii) **Arbitrato Eni/GasTerra.** Nel 2013 Eni ha avviato un arbitrato nei confronti di GasTerra, in base ad un contratto di fornitura gas stipulato nel 1986, per una revisione del prezzo applicato alle forniture di gas del periodo 2012-2015, concordando altresì con GasTerra l'applicazione di un prezzo provvisorio fino alla definizione di un nuovo prezzo contrattuale per accordo o per lodo arbitrale. Il lodo arbitrale non ha accolto la domanda di Eni, senza tuttavia determinare il nuovo prezzo applicabile al contratto nel periodo di riferimento. GasTerra ritiene che il lodo arbitrale, non accogliendo la domanda di Eni, ripristini l'originario prezzo contrattuale e, sulla base di questo, richiede ad Eni il pagamento di una somma che rappresenta la differenza tra il prezzo contrattuale e il prezzo provvisorio. Eni invece, anche sulla base dei pareri dei suoi consulenti esterni, non ritiene corretta tale interpretazione del lodo. GasTerra, tuttavia, sulla base della propria interpretazione, ha avviato una procedura arbitrale ed ha richiesto ed ottenuto dal giudice olandese un provvedimento cautelare provvisorio di sequestro, in particolare, della partecipazione in Eni International BV detenuta da Eni a fronte di un asserito credito di €1,01 miliardi. Al fine di ottenere il dissequestro delle azioni di Eni International BV, Eni ha offerto a GasTerra, che ha accettato, una garanzia bancaria pari all'importo richiesto (che rimane in vigore fino al lodo che deciderà sul merito). Il provvedimento d'urgenza, concesso dopo un'analisi sommaria, senza contraddittorio tra Eni e GasTerra non costituisce, secondo il diritto olandese, un'anticipazione della decisione sul merito della controversia. 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 2015 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.

84573/654

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza – Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2013 in Europa ha preso il via la terza fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione alle installazioni è rappresentato dalla vendita all'asta, in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico, per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad emission trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2019 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 19,30 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 7,73 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,57 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

84573/655

28 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Totale
2019					
Ricavi della gestione caratteristica	**10.499**	**38.160**	**21.017**	**205**	**69.881**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	3.505	17.334	27		20.866
- Vendita prodotti petroliferi	1.189	3.000	16.615		20.804
- Vendita gas naturale e GNL	5.454	12.468			17.922
- Vendita prodotti petrolchimici		316	3.772	22	4.110
- Vendita altri prodotti	68	2.502	16	7	2.593
- Servizi	283	2.540	587	176	3.586
	10.499	**38.160**	**21.017**	**205**	**69.881**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:					
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.946	38.047	20.768	87	68.848
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	553	113	249	118	1.033
2018					
Ricavi della gestione caratteristica	**9.943**	**43.109**	**22.594**	**176**	**75.822**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	3.982	18.471			22.453
- Vendita prodotti petroliferi	1.133	4.053	17.213		22.399
- Vendita gas naturale e GNL	4.554	15.088			19.642
- Vendita prodotti petrolchimici		762	4.777	35	5.574
- Vendita altri prodotti	27	2.363	20	11	2.421
- Servizi	247	2.372	584	130	3.333
	9.943	**43.109**	**22.594**	**176**	**75.822**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:					
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.676	42.979	22.535	106	75.296
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	267	130	59	70	526
2017					
Ricavi della gestione caratteristica	**7.131**	**39.846**	**19.771**	**171**	**66.919**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	2.431	17.693	17		20.141
- Vendita prodotti petroliferi	1.030	3.930	14.615		19.575
- Vendita gas naturale e GNL	3.470	11.643			15.113
- Vendita prodotti petrolchimici		147	4.591	32	4.770
- Vendita altri prodotti	14	2.021	21	12	2.068
- Servizi	186	4.412	527	127	5.252
	7.131	**39.846**	**19.771**	**171**	**66.919**

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	347	342
Ricavi rilevati a fronte di performance obbligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	10	11

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

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

84573/656

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2019	2018	2017
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	152	454	3.288
Altri proventi	1.008	662	770
	1.160	**1.116**	**4.058**

Le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda riguardano per €146 milioni asset del settore Exploration & Production.
Le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda relative al 2018 riguardavano per €428 milioni la cessione del 10% dell'asset Zohr in Egitto, quelle relative al 2017 riguardavano per €1.985 milioni la cessione dell'interest del 25% dell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico e per €1.281 milioni la cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto.
Gli altri proventi comprendono €368 milioni 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.
Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

25 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2019	2018	2017
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	36.272	41.125	35.907
Costi per servizi	11.569	10.625	12.228
Costi per godimento di beni di terzi	1.478	1.820	1.684
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	858	1.120	886
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting			145
Altri oneri	879	1.130	931
	51.076	**55.820**	**51.781**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(197)	(192)	(224)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(5)	(6)	(9)
	50.874	**55.622**	**51.548**

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €275 milioni (€287 milioni e €273 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017). Gli esercizi 2018 e 2017 comprendevano canoni per contratti di leasing operativo rispettivamente per €872 milioni e €1.022 milioni.
I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €194 milioni (€197 milioni e €185 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017).
I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su prodotti petroliferi per €1.183 milioni (€1.043 milioni e €674 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017).
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €329 milioni (accantonamenti netti di €266 milioni e €200 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €60 milioni (accantonamenti netti di €101 milioni e di €375 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 – Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.
Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing.

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2019	2018	2017
Salari e stipendi	2.417	2.409	2.447
Oneri sociali	449	448	441
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	85	220	113
Altri costi	213	170	162
	3.164	**3.247**	**3.163**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(152)	(142)	(202)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(16)	(12)	(10)
	2.996	**3.093**	**2.951**

84573/657

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

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 21 – Fondi per benefici ai dipendenti.
I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	2019		2018		2017	
(numero)	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	1.014	16	999	17	995	17
Quadri	9.267	77	9.095	84	9.089	98
Impiegati	15.945	361	16.220	361	16.721	371
Operai	4.910	287	5.259	283	5.659	285
	31.136	**741**	**31.573**	**745**	**32.464**	**771**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.
Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano. Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 prevede tre attribuzioni di azioni ordinarie negli anni 2017, 2018 e 2019 ed è destinato all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. Il Piano prevede l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group"[39]) rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento[40]; (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.
Alla grant date sono state attribuite: (i) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €9,88 per azione; (ii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €11,73 per azione; (iii) nel 2017, n. 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €7,99 per azione.
La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dal piano (metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€13,714 per l'attribuzione 2019; €14,246 per l'attribuzione 2018; €13,81 per l'attribuzione 2017), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (circa 6,1% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione per il 2019; circa 5,8% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione per il 2018; circa 5,8% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione per il 2017), considerando la volatilità del titolo (circa 19% per l'attribuzione 2019; circa 20% per l'attribuzione 2018; circa 25% per l'attribuzione 2017), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).
I costi relativi al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017, 2018 e 2019, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €9 milioni (€5 milioni e €0,4 milioni rispettivamente nel 2018 e 2017) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

(39) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.
(40) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd. market condition.

84573/658

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi, inclusi i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Salari e stipendi	28	27	25
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	12	10	9
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	12		7
	54	**39**	**43**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €9,2 milioni, €9,6 milioni e €14,5 milioni rispettivamente per gli esercizi 2019, 2018 e 2017.
I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,613 milioni, €0,604 milioni e €0,760 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2019, 2018 e 2017.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

34) Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018	2017
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.087	3.962	3.924
Oneri finanziari	(4.079)	(4.663)	(5.886)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	127	32	(111)
Strumenti finanziari derivati	(14)	(307)	837
	(879)	**(971)**	**(1.236)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(618)	(565)	(638)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	127	32	(111)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(122)	(120)	(113)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(378)		
- Interessi attivi verso banche	21	18	12
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	8	8	16
	(962)	**(627)**	**(834)**
Differenze attive (passive) di cambio	**250**	**341**	**(905)**
Strumenti finanziari derivati	**(14)**	**(307)**	**837**
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	112	132	128
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	93	52	73
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[a]	(255)	(249)	(264)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(103)	(313)	(271)
	(153)	**(378)**	**(334)**
	(879)	**(971)**	**(1.236)**

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

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing.
Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.
I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

84573/689

51 Proventi (oneri) su partecipazioni

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 15 – Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2019	2018	2017
Dividendi	247	231	205
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	19	22	163
Altri proventi (oneri) netti	15	910	(33)
	281	**1.163**	**335**

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €186 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €46 milioni (rispettivamente, €187 milioni e €35 milioni nel 2018 e €167 milioni ed €21 milioni nel 2017).
Gli altri proventi netti del 2018 comprendevano la plusvalenza di €889 milioni derivante dalla business combination tra Eni Norge AS e Point Resources AS con la costituzione della joint venture Vår Energi AS determinata dalla differenza tra il valore d'iscrizione della partecipazione corrispondente al fair value dei net asset combinati e il valore di libro dei net asset ceduti.

52 Imposte sul reddito

(€ milioni)	2019	2018	2017
Imposte correnti:			
- imprese italiane	347	301	712
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	4.729	4.906	3.167
- imprese estere	152	163	142
	5.228	**5.370**	**4.021**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	599	130	(464)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(172)	497	(162)
- imprese estere	(64)	(27)	72
	363	**600**	**(554)**
	5.591	**5.970**	**3.467**

Le imposte correnti relative alle imprese italiane riguardano imposte estere per €137 milioni.
La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2018 e nel 2017) e l'onere fiscale effettivo è la seguente:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Utile ante imposte	**5.746**	**10.107**	**6.844**
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	**1.379**	**2.426**	**1.643**
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	2.934	3.096	1.882
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	938	261	(96)
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	147	(24)	(1)
- effetto imposte estere di società italiane	105	46	54
- effetto tassazione dividendi infragruppo	65	47	1
- effetto Irap delle società italiane	25	50	77
- effetto rideterminazione addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009			61
- effetto tassazione delle plusvalenze (minusvalenze) da cessione di partecipazioni		(1)	(177)
- altre motivazioni	(2)	69	23
	4.212	**3.544**	**1.824**
Imposte effettive	**5.591**	**5.970**	**3.467**

84573/660

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

335 Utile per azione

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 di 3.592.249.603 (3.601.140.133 negli esercizi 2018 e 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 emesse.
Al 31 dicembre 2019 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017, 2018 e 2019.

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

		2019	2018	2017
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		**3.592.249.603**	**3.601.140.133**	**3.601.140.133**
Numero di azioni potenziali a fronte del piano ILT azionario		2.251.406	2.782.584	1.691.413
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		**3.594.501.009**	**3.603.922.717**	**3.602.831.546**
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni)	**148**	**4.126**	**3.374**
Utile per azione semplice	(ammontari in € per azione)	0,04	1,15	0,94
Utile per azione diluito	(ammontari in € per azione)	0,04	1,15	0,94

336 Esplorazione e valutazione di risorse Oil & Gas

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative al settore Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione	**34**	**17**	**9**
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	214	93	252
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	275	287	273
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	**489**	**380**	**525**
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo	1.031	1.081	995
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	1.563	1.267	1.371
Totale attività materiali e immateriali	**2.594**	**2.348**	**2.366**
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	**109**	**77**	**81**
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	586	463	442
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	275	287	273
Totale effort esplorativo	**861**	**750**	**715**

84573/601

35 Informazioni per settore di attività e per area geografica

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

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

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

Al 31 dicembre 2019 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

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

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

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

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

84573 1/662

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2019						
Ricavi della gestione caratteristica[a]	23.572	50.015	23.334	1.681		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.073)	(11.855)	(2.317)	(1.476)		
Ricavi da terzi	10.499	38.160	21.017	205		69.881
Risultato operativo	7.417	699	(854)	(710)	(120)	6.432
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	97	232	273	307	(51)	858
Ammortamenti	(7.060)	(447)	(485)	(146)	32	(8.106)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.347)	(83)	(1.127)	(13)		(2.570)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	130	46	205	1		382
Radiazioni	(292)	(1)	(6)	(1)		(300)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	(11)	(63)	(21)		(88)
Attività direttamente attribuibili[b]	68.915	9.176	12.336	1.860	(492)	91.795
Attività non direttamente attribuibili						31.645
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.108	487	3.107	1.333		9.035
Passività direttamente attribuibili[c]	20.164	7.852	4.599	3.927	(141)	36.401
Passività non direttamente attribuibili						39.139
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	6.996	230	933	231	(14)	8.376
2018						
Ricavi della gestione caratteristica[a]	25.244	55.690	25.216	1.589		
a dedurre: ricavi infrasettori	(15.801)	(12.581)	(2.622)	(1.413)		
Ricavi da terzi	9.943	43.109	22.594	176		75.822
Risultato operativo	10.214	629	(380)	(691)	211	9.983
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	235	53	274	579	(21)	1.120
Ammortamenti	(6.152)	(408)	(399)	(59)	30	(6.988)
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	(1.025)	(56)	(193)	(18)		(1.292)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	299	127				426
Radiazioni	(97)	(1)	(2)			(100)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	158	9	(67)	(168)		(68)
Attività direttamente attribuibili[b]	63.051	9.989	11.692	1.171	(420)	85.483
Attività non direttamente attribuibili						32.890
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.972	494	275	1.303		7.044
Passività direttamente attribuibili[c]	18.110	8.314	4.319	4.072	(275)	34.540
Passività non direttamente attribuibili						32.760
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.901	215	877	143	(17)	9.119
2017						
Ricavi della gestione caratteristica[a]	19.525	50.623	22.107	1.462		
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.394)	(10.777)	(2.336)	(1.291)		
Ricavi da terzi	7.131	39.846	19.771	171		66.919
Risultato operativo	7.651	75	981	(668)	(27)	8.012
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	479	(20)	182	245		886
Ammortamenti	(6.747)	(345)	(360)	(60)	29	(7.483)
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	(650)	(56)	(131)	(25)		(862)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	808	202	77			1.087
Radiazioni	(260)	(2)	(1)			(263)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(99)	(10)	(57)	(101)		(267)
Attività direttamente attribuibili[b]	66.661	11.058	11.599	1.108	(610)	89.816
Attività non direttamente attribuibili						25.112
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.234	509	321	1.447		3.511
Passività direttamente attribuibili[c]	17.273	8.851	4.005	4.053	(306)	33.876
Passività non direttamente attribuibili						32.973
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.739	142	729	87	(16)	8.681

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

84573 1663

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2019								
Attività direttamente attribuibili[a]	19.346	7.237	1.151	5.230	17.898	40.021	912	91.795
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	1.402	306	9	1.017	1.685	3.902	55	8.376
2018								
Attività direttamente attribuibili[a]	18.646	7.086	1.031	4.546	16.910	36.155	1.109	85.483
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.424	267	538	534	1.782	4.533	41	9.119
2017								
Attività direttamente attribuibili[a]	18.449	7.706	6.160	4.406	16.527	35.385	1.183	89.816
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.090	316	387	278	898	5.699	13	8.681

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2019	2018	2017
Italia	23.312	25.279	21.925
Resto dell'Unione Europea	18.567	20.408	19.791
Resto dell'Europa	6.931	7.052	5.911
Americhe	3.842	5.051	5.154
Asia	8.102	9.585	7.523
Africa	8.998	8.246	6.428
Altre aree	129	201	187
	69.881	**75.822**	**66.919**

33.3 Rapporti con parti correlate

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

(a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;

(b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;

(c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. L'unica operazione non esente, esaminata e valutata positivamente in applicazione della procedura, riguarda il rapporto per servizi di monitoraggio remoto delle autovetture nell'ambito dell'iniziativa "enjoy" (per un importo di circa €1 milione) intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione;

(d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

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

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019" che si considera parte integrante delle presenti note.

84573/664

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2019 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	3	71			229	
Angola LNG Supply Services Llc			181			
Coral FLNG SA	15		1.168	71		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA		13			53	
Gruppo Saipem	75	227	510	27	503	
Karachaganak Petroleum Operating BV	33	198		1	1.134	
Mellitah Oil & Gas BV	57	171		3	365	
Petrobel Belayim Petroleum Co	50	1.130		7	1.590	
Unión Fenosa Gas SA	8	1	57	1	6	63
Vår Energi AS	32	143	482	63	1.481	(64)
Altre(*)	106	29	1	112	87	
	379	**1.983**	**2.399**	**285**	**5.448**	**(1)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			180			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	101	1	3	14		
Altre	5	25	14	6	18	
	106	**26**	**197**	**20**	**18**	
	485	**2.009**	**2.596**	**305**	**5.466**	**(1)**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	185	284		105	602	(8)
Gruppo Italgas	3	154		1	677	
Gruppo Snam	278	229		71	1.208	
Gruppo Terna	40	45		171	223	17
GSE - Gestore Servizi Energetici	26	24		549	468	11
Altre	10	19		12	35	
	542	**755**		**909**	**3.213**	**20**
Altri soggetti correlati	**2**	**3**		**5**	**37**	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	**75**	**74**		**33**	**457**	
Totale	**1.104**	**2.841**	**2.596**	**1.252**	**9.173**	**19**

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

84573/665

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2018 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	1	96			156	
Angola LNG Supply Services Llc			177			
Coral FLNG SA	14		1.147	62		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	1	18			51	
Gruppo Saipem	75	171	793	30	420	
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	134		1	998	
Mellitah Oil & Gas BV	1	268		1	502	
Petrobel Belayim Petroleum Co	56	2.029		7	2.282	
Unión Fenosa Gas SA	4	7	57	123		37
Vår Energi AS	13	100	218			
Altre(*)	44	25		111	104	(26)
	236	**2.848**	**2.392**	**335**	**4.513**	**11**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			177			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	87	1	5	11		
Altre	6	23	14	7	13	
	93	**24**	**196**	**18**	**13**	
	329	**2.872**	**2.588**	**353**	**4.526**	**11**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	134	151		118	514	227
Gruppo Italgas	5	146		23	667	
Gruppo Snam	237	289		109	1.184	(1)
Gruppo Terna	26	47		150	231	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	67	85		555	588	74
Altre	25	18		45	34	
	494	**736**		**1.000**	**3.218**	**308**
Altri soggetti correlati	**1**	**2**		**4**	**32**	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	**40**	**140**		**34**	**229**	
Totale	**864**	**3.750**	**2.588**	**1.391**	**8.005**	**319**

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

84573/666

Denominazione (€ milioni)	31.12.2017 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2017 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	1	83			142	
Coral FLNG SA	20	4	1.094	28		
Gruppo Saipem	63	76	7.270	44	450	
Karachaganak Petroleum Operating BV	36	121			951	
Mellitah Oil & Gas BV	5	220		2	495	
Petrobel Belayim Petroleum Co	86	1.205		8	3.168	
Unión Fenosa Gas SA			57	202	3	28
Altre(*)	84	22		128	140	
	295	**1.731**	**8.421**	**412**	**5.349**	**28**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			169			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	77	1	5	7		
Altre	20	23	7	7	14	
	97	**24**	**181**	**14**	**14**	
	392	**1.755**	**8.602**	**426**	**5.363**	**28**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	123	187		164	622	285
Gruppo Italgas	14	180	1	18	681	
Gruppo Snam	187	351		85	1.221	
Gruppo Terna	35	31		154	212	15
GSE - Gestore Servizi Energetici	69	219		702	506	2
Altre(*)	50	21		16	38	1
	478	**989**	**1**	**1.139**	**3.280**	**303**
Altri soggetti correlati	**1**	**2**		**1**	**25**	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	**39**	**145**		**42**	**530**	
Totale	**910**	**2.891**	**8.603**	**1.608**	**9.198**	**331**

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

84573/667

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

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach – Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Angola LNG Supply Services Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportati alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi);
- l'acquisizione di servizi di trasporto e servizi di distribuzione dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production e le garanzie residue rilasciate da parte di Eni SpA principalmente a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e il fair value degli strumenti finanziari derivati;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi AS, la fornitura di servizi specialistici upstream, l'acquisto di greggio, condensati e gas e il fair value degli strumenti finanziari derivati;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF -SpA (in liquidazione).

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

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

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione per €30 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €6 milioni e €1 milione.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

		31.12.2019			2019	
Denominazione	(€ milioni)	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				249		
Cardón IV SA		563	5		77	
Coral FLNG SA		253				2
Coral South FLNG DMCC				1.425		
Société Centrale Electrique du Congo SA		85				20
Altre		18	14	2	18	14
		919	**19**	**1.676**	**95**	**36**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		48	28		1	
		48	**28**		**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre		4	12			
		4	**12**			
Totale		**971**	**59**	**1.676**	**96**	**36**

84573/668

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018 Crediti	Debiti	Garanzie	2018 Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				245		
Cardón IV SA		705	36		95	
Coral FLNG SA		108				
Coral South FLNG DMCC				1.397		
Shatskmorneftegaz Sàrl					7	267
Société Centrale Electrique du Congo SA		64	30			5
Vår Energi AS			494			
Altre		38	4	22	13	9
		915	**564**	**1.664**	**115**	**281**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		49	25			
		49	**25**			
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel			64			
Altre			8			2
			72			**2**
Totale		**964**	**661**	**1.664**	**115**	**283**

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2017 Crediti	Debiti	Garanzie	2017 Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				233		
Cardón IV SA		955			86	
Coral FLNG SA		56			71	
Coral South FLNG DMCC				1.334		
Gruppo Saipem			3	56	13	
Shatskmorneftegaz Sàrl		101			6	
Société Centrale Electrique du Congo SA		66	43			
Altre		48	49	2	14	1
		1.226	**95**	**1.625**	**190**	**1**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Servizi Fondo Bombole Metano SpA		60	9		1	
Altre[*]		1	52			
		61	**61**		**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre			8			3
			8			**3**
Totale		**1.287**	**164**	**1.625**	**191**	**4**

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

84573/669

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

- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di sviluppo del giacimento a gas di Perla in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi);
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi);
- il finanziamento concesso alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo.

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

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

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	384	60	15,63	300	49	16,33
Crediti commerciali e altri crediti	12.873	704	5,47	14.101	633	4,49
Altre attività correnti	3.972	219	5,51	2.819	71	2,52
Altre attività finanziarie non correnti	1.174	911	77,60	1.253	915	73,02
Altre attività non correnti	871	181	20,78	624	160	25,64
Passività finanziarie a breve termine	2.452	46	1,88	2.182	661	30,29
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	889	5	0,56			
Debiti commerciali e altri debiti	15.545	2.663	17,13	16.747	3.664	21,88
Altre passività correnti	7.146	155	2,17	5.412	63	1,16
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.759	8	0,17			
Altre passività non correnti	1.611	23	1,43	1.475	23	1,56

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

	2019			2018			2017		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	69.881	1.248	1,79	75.822	1.383	1,82	66.919	1.567	2,34
Altri ricavi e proventi	1.160	4	0,34	1.116	8	0,72	4.058	41	1,01
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(50.874)	(9.173)	18,03	(55.622)	(8.009)	14,40	(51.548)	(9.164)	17,78
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(432)	28	..	(415)	26	..	(913)		
Costo lavoro	(2.996)	(28)	0,93	(3.093)	(22)	0,71	(2.951)	(34)	1,15
Altri proventi (oneri) operativi	287	19	6,62	129	319	..	(32)	331	..
Proventi finanziari	3.087	96	3,11	3.967	115	2,90	3.924	191	4,87
Oneri finanziari	(4.079)	(36)	0,88	(4.663)	(283)	6,07	(5.866)	(4)	0,07

84573/670

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

(€ milioni)	2019	2018	2017
Ricavi e proventi	1.252	1.391	1.608
Costi e oneri	(6.869)	(5.210)	(5.360)
Altri proventi (oneri) operativi	19	319	331
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(839)	683	391
Interessi	81	110	187
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(6.356)**	**(2.707)**	**(2.843)**
Investimenti in attività materiali e immateriali	(2.332)	(2.768)	(3.838)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(339)	20	425
Variazione crediti finanziari	(241)	(566)	298
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(2.912)**	**(3.314)**	**(3.115)**
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(817)	16	(16)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(817)**	**16**	**(16)**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(10.085)**	**(6.005)**	**(5.974)**

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

	2019			2018			2017		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.392	(6.356)	..	13.647	(2.707)	..	10.117	(2.843)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(11.413)	(2.912)	25,51	(7.536)	(3.314)	43,98	(3.768)	(3.115)	82,67
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(5.841)	(817)	13,99	(2.637)	16	..	(4.595)	(16)	0,35

37 Altre informazioni sulle partecipazioni[41]

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Nel 2019 e nel 2018 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi.
Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2019 è di €61 milioni (€57 milioni al 31 dicembre 2018).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2019 è stato acquisito il 10% della Windirect BV.
Nel 2018 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

(41) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2019 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019" che costituisce parte integrante delle presenti note.

84573/671

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2019

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
Vår Energi AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	69,60	69,60
Saipem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Altre attività	30,54	30,99
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Gas & Power	50,00	50,00
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,00	49,00
Joint operation					
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Gas & Power	50,00	50,00
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Gas & Power	74,62	74,62
Collegate					
Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining & Marketing	20,00	20,00
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00

84573/672

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2019					
(€ milioni)	Vår Energi AS	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Cardón IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.385	7.012	585	208	31	551
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*182*	*2.272*	*41*	*6*	*12*	*40*
Attività non correnti	18.427	5.997	827	2.383	322	1.085
Totale attività	**19.812**	**13.009**	**1.412**	**2.591**	**353**	**1.636**
Passività correnti	2.374	5.204	225	255	24	819
- di cui passività finanziarie correnti	*33*	*557*	*49*		*9*	*165*
Passività non correnti	13.820	3.680	563	2.040	46	354
- di cui passività finanziarie non correnti	*3.929*	*3.147*	*493*	*1.140*	*33*	*274*
Totale passività	**16.194**	**8.884**	**788**	**2.295**	**70**	**1.173**
Net equity	**3.618**	**4.125**	**624**	**296**	**283**	**463**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	69,60	30,99	50,00	50,00	49,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.518**	**1.250**	**326**	**148**	**139**	**199**
Ricavi e altri proventi	2.552	9.118	1.255	598	58	270
Costi operativi	(1.015)	(7.972)	(1.221)	(456)	(16)	(277)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.208)	(690)	(53)	(86)	(14)	(47)
Risultato operativo	**329**	**456**	**(19)**	**56**	**28**	**(54)**
Proventi (oneri) finanziari	(1)	(210)	(37)	(133)	(1)	(14)
Proventi (oneri) su partecipazioni		(18)	6			
Risultato ante imposte	**328**	**228**	**(50)**	**(77)**	**27**	**(68)**
Imposte sul reddito	(258)	(130)	8	(103)	(7)	(12)
Risultato netto	**70**	**98**	**(42)**	**(180)**	**20**	**(80)**
Altre componenti dell'utile complessivo	40	66	11	5		
Totale utile complessivo	**110**	**164**	**(31)**	**(175)**	**20**	**(80)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**49**	**4**	**(14)**	**(90)**	**10**	**(40)**
Dividendi percepiti dalla joint venture	**1.057**				**10**	**6**

84573/673

				2018				
(€ milioni)	Vår Energi AS	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Cardón IV SA	Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	PetroJunín SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.366	6.211	664	32	191	56	368	130
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*883*	*1.674*	*107*	*13*	*40*	*8*		*38*
Attività non correnti	11.407	5.466	832	302	2.433	502	253	334
Totale attività	**12.773**	**11.677**	**1.496**	**334**	**2.624**	**558**	**621**	**464**
Passività correnti	608	4.430	260	52	232	111	470	307
- di cui passività finanziarie correnti		*305*	*22*			*78*		*165*
Passività non correnti	7.139	3.211	581	2	2.196	297	34	126
- di cui passività finanziarie non correnti	*366*	*2.646*	*510*		*1.410*	*289*		*14*
Totale passività	**7.747**	**7.641**	**841**	**54**	**2.428**	**408**	**504**	**433**
Net equity	**5.026**	**4.036**	**655**	**280**	**196**	**150**	**117**	**31**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	69,60	30,99	50,00	49,00	50,00	50,00	40,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**3.498**	**1.228**	**335**	**137**	**98**	**75**	**47**	**(2)**
Ricavi e altri proventi		8.530	1.521	53	610	22	112	731
Costi operativi		(7.682)	(1.461)	(16)	(372)	(58)	(100)	(697)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore		(811)	(70)	(12)	(137)	(30)	(394)	(62)
Risultato operativo		**37**	**(10)**	**25**	**101**	**(66)**	**(382)**	**(28)**
Proventi (oneri) finanziari		(165)	(31)		(208)	(12)	31	(5)
Proventi (oneri) su partecipazioni		(88)	9					
Risultato ante imposte		**(216)**	**(32)**	**25**	**(107)**	**(78)**	**(351)**	**(33)**
Imposte sul reddito		(194)	(1)	(8)	(35)		(19)	(10)
Risultato netto		**(410)**	**(33)**	**17**	**(142)**	**(78)**	**(370)**	**(43)**
Altre componenti dell'utile complessivo		(46)	15		6		11	(4)
Totale utile complessivo		**(456)**	**(18)**	**17**	**(136)**	**(78)**	**(359)**	**(47)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo		**(146)**	**(23)**	**8**	**(71)**	**(39)**	**(148)**	**(21)**
Dividendi percepiti dalla joint venture				**8**				**11**

84573/674

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate, sono di seguito riportati:

	2019			
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	4.659	890	241	838
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*42*	*653*	*240*	*91*
Attività non correnti	18.868	9.952	4.119	3.259
Totale attività	**23.527**	**10.842**	**4.360**	**4.097**
Passività correnti	8.470	185	230	585
- di cui passività finanziarie correnti	*3.694*			*63*
Passività non correnti	912	2.135	3.722	2.677
- di cui passività finanziarie non correnti	*479*	*1.943*	*3.722*	*2.515*
Totale passività	**9.382**	**2.320**	**3.952**	**3.262**
Net equity	**14.145**	**8.522**	**408**	**835**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	20,00%	13,60%	25,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.829**	**1.159**	**102**	**264**
Ricavi e altri proventi	399	1.552		818
Costi operativi	(357)	(549)		(763)
Ammortamenti e svalutazioni	(335)	(509)		(28)
Risultato operativo	**(293)**	**494**		**27**
Proventi (oneri) finanziari	(46)	(151)	(12)	(2)
Proventi (oneri) su partecipazioni	282			35
Risultato ante imposte	**(57)**	**343**	**(12)**	**60**
Imposte sul reddito	11		5	(10)
Risultato netto	**(46)**	**343**	**(7)**	**50**
Altre componenti dell'utile complessivo	(59)	162	8	5
Totale utile complessivo	**(105)**	**505**	**1**	**55**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**(9)**	**47**	**(2)**	**22**
Dividendi percepiti dalla collegata	**46**			**15**

84573/675

	2018		
(€ milioni)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.027	109	926
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*698*	*109*	*178*
Attività non correnti	9.079	2.434	2.296
Totale attività	**10.106**	**2.543**	**3.222**
Passività correnti	472	117	785
- di cui passività finanziarie correnti			*134*
Passività non correnti	1.500	2.018	1.755
- di cui passività finanziarie non correnti	*1.328*	*2.016*	*1.473*
Totale passività	**1.972**	**2.135**	**2.540**
Net equity	**8.134**	**408**	**682**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**1.106**	**102**	**241**
Ricavi e altri proventi	1.919		1.053
Costi operativi	(872)	(1)	(887)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.647		(58)
Risultato operativo	**2.694**	**(1)**	**108**
Proventi (oneri) finanziari	(97)	(11)	(1)
Proventi (oneri) su partecipazioni			16
Risultato ante imposte	**2.597**	**(12)**	**123**
Imposte sul reddito			(26)
Risultato netto	**2.597**	**(12)**	**97**
Altre componenti dell'utile complessivo	337	16	17
Totale utile complessivo	**2.934**	**4**	**114**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**353**	**(3)**	**25**
Dividendi percepiti dalla collegata			**25**

38 Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati.[42]

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa.[43]

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2019, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234. Ad integrazione, si segnala il contributo ricevuto dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (MIUR) di €1.157.397.

(42) Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

(43) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

84573/676

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Erogazioni concesse

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei	5.750.060
Fondazione Teatro alla Scala	3.082.352
Eni Foundation	732.661
Fondazione Giorgio Cini	500.000
WEF - World Economic Forum	264.085
Medici con l'Africa (CUAMM Onlus)	263.308
Monastero delle Clarisse di S. Maria Maddalena in Matelica	200,000
Associazione L'altra Napoli	95.000
Council on Foreign Relations	92.437
Atlantic Council of the United States, Inc.	84.034
World Business Council for Sustainable Development	74.824
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	52,957
Bruegel	50,000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40,000
Aspen Institute Italia	35.000
italiadecide	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
ONG Volontariato Internazionale per lo Sviluppo (VIS)	32.908
Ajuda de Desenvolvimento de Povo para Povo (ADPP)	32.908
Center For Strategic & International Studies	29.412
The Halo Trust	26.326
Politecnico di Milano - Dipartimento di "Scienze e Tecnologie Energetiche e Nucleari"	26.000
Foreign Policy Association - USA	22.065
The Metropolitan Museum of Art	22,065
Associazione Civita	22,000
Associazione Amici della Luiss	20,000
Centro Studi Americani	20,000
Human Foundation	20,000
Global Reporting Initiative	20,000
AMICAL	19.807
Comune Collesalvetti	15.000
Associazione Canoa Club Livorno	15.000
I Sette Nani – società cooperativa	15.000
A.S.D Polisportiva G.S. Rodano	10.000
Liceo Classico "Eschilo" - Gela	10.000

39 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2019, 2018 e 2017 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel 2019, 2018 e 2017 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

84573 677

41 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Impatto della diffusione pandemica del virus COVID-19 e altri sviluppi nel mercato petrolifero.

Nel gennaio 2020 l'inizio di una malattia pandemica, nota come COVID-19, e la successiva rapida diffusione in un numero crescente di nazioni di tutto il mondo ha innescato una profonda correzione nei prezzi del petrolio e delle altre commodity energetiche a causa dell'improvvisa caduta dei consumi in funzione dei provvedimenti via via sempre più severi adottati dai governi per contenere l'epidemia con pesanti ripercussioni sull'attività produttiva. Nei primi giorni di marzo i membri del cartello OPEC+ non hanno raggiunto l'accordo circa ulteriori tagli produttivi richiesti da alcuni di loro per reagire agli effetti prodotti dal Covid 19. Questi eventi hanno causato il crollo del prezzo del petrolio, che pure aveva iniziato l'anno su di un trend sostenuto, con il prezzo corrente del riferimento Brent che perde in questo periodo oltre il 50% del valore rispetto ai 65 $/barile registrati nella prima parte di gennaio; tuttavia, il prezzo medio del Brent nel primo trimestre 2020 pari a circa 51 $/barile evidenzia una variazione molto più contenuta rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (-20%).

Anche il prezzo spot del gas al punto virtuale di scambio italiano "PSV", principale riferimento per le vendite del gas equity, è diminuito in questo periodo, registrando un valore medio di 3,7 $/mmBTU, con una riduzione del 50% rispetto al corrispondente periodo del 2019.

L'andamento a breve termine dei prezzi del petrolio e del gas dipenderà in misura preponderante dai tempi di contenimento della diffusione della pandemia e dalle modalità con cui la crisi sarà gestita. Nel peggiore degli scenari, la pandemia potrebbe provocare una recessione globale con conseguenze negative di entità rilevante sulla domanda d'idrocarburi e sui prezzi delle commodity. Questo sviluppo che potrebbe essere reso ancora più problematico nel caso in cui l'OPEC+ abbandonasse effettivamente la politica di sostegno dei prezzi, comporterebbe effetti significativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business dell'Eni, compreso l'andamento dell'azione e i ritorni per l'azionista.

La Compagnia mantiene un elevato grado di flessibilità finanziaria e dispone di riserve di liquidità per far fronte a eventi imprevisti e a significative contrazioni dello scenario. Abbiamo istituito una riserva di liquidità strategica che consiste di asset prontamente realizzabili quali titoli di stato e obbligazioni corporate investment grade dell'ammontare complessivo di circa €6,8 miliardi e possiamo contare su disponibilità liquide ed equivalenti immediate per ulteriori €6 miliardi in grado di attenuare l'impatto sulla posizione finanziaria netta del Gruppo. Al 31 dicembre 2019 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €13.299 milioni e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. I principali impegni finanziari previsti per il 2020 includono il rimborso delle quote in scadenza dei prestiti obbligazionari per €3,2 miliardi, l'esposizione a breve verso il sistema creditizio di €2,45 miliardi e gli impegni contrattuali di acquisto del gas nell'ambito delle forniture long term che prevedono il pagamento di un ammontare minimo anche in assenza di ritiri di gas (clausola take-or-pay) dell'ammontare di €8 miliardi allo scenario di budget.

Eni ha in corso la valutazione degli effetti di tali sviluppi sullo scenario petrolifero e delle azioni gestionali per attenuarne l'impatto. Le nuove assunzioni di scenario e gestionali e le conseguenti ricadute, al momento non ancora determinabili, sui risultati operativi, la liquidità e le valutazioni di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle attività fisse dell'Eni saranno riflesse nei futuri reporting period.

84573 1678

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	17.643	6.747	15.512	20.691	43.272	12.118	11.434	15.912	1.360	144.689
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	323	502	34	2.361	11	1.592	979	194	6.014
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	384	21	1.549	225	1.328	116	36	23	12	3.694
Immobilizzazioni in corso	635	103	1.362	359	2.541	1.165	1.006	457	43	7.671
Costi capitalizzati lordi	**18.680**	**7.194**	**18.925**	**21.309**	**49.502**	**13.410**	**14.068**	**17.371**	**1.609**	**162.068**
Fondi ammortamento e svalutazione	(14.604)	(5.778)	(12.802)	(12.879)	(33.237)	(2.652)	(9.100)	(13.465)	(754)	(105.271)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a]	**4.076**	**1.416**	**6.123**	**8.430**	**16.265**	**10.758**	**4.968**	**3.906**	**855**	**56.797**
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.223	71		1.511		2	1.987		14.794
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.260					11			2.271
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		19	8					7		34
Immobilizzazioni in corso		945	7		15		19	229		1.215
Costi capitalizzati lordi		**14.447**	**86**		**1.526**		**32**	**2.223**		**18.314**
Fondi ammortamento e svalutazione		(5.287)	(61)		(323)		(20)	(1.124)		(6.815)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a][c]		**9.160**	**25**		**1.203**		**12**	**1.099**		**11.499**
2018										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.569	6.236	14.140	17.474	40.607	11.240	12.711	15.347	1.967	136.291
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	332	456	56	2.311	3	1.530	861	193	5.760
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	369	21	1.516	208	1.281	108	38	52	12	3.605
Immobilizzazioni in corso	653	103	1.554	1.504	2.307	1.382	562	595	127	8.787
Costi capitalizzati lordi	**17.609**	**6.692**	**17.666**	**19.242**	**46.506**	**12.733**	**14.841**	**16.855**	**2.299**	**154.443**
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.717)	(5.355)	(11.741)	(11.722)	(29.727)	(2.175)	(10.460)	(13.443)	(1.265)	(99.605)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a]	**3.892**	**1.337**	**5.925**	**7.520**	**16.779**	**10.558**	**4.381**	**3.412**	**1.034**	**54.838**
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		9.102	58		1.481		2	1.912		12.555
Attività relative a riserve probabili e possibili		1.045					11			1.056
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		25	6					7		38
Immobilizzazioni in corso		364	10		10		19	224		627
Costi capitalizzati lordi		**10.536**	**74**		**1.491**		**32**	**2.143**		**14.276**
Fondi ammortamento e svalutazione		(4.543)	(54)		(266)		(19)	(1.052)		(5.934)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a][b]		**5.993**	**20**		**1.225**		**13**	**1.091**		**8.342**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €878 milioni nel 2019 e €831 milioni nel 2018 per le società consolidate e per €156 milioni nel 2019 e €190 milioni nel 2018 per le società in joint venture e collegate.
(b) Include l'allocazione del fair value degli asset della società Vår Energi AS.
(c) Include l'allocazione a fair value degli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

84573/679

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								144		144
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			135	1			23	97		256
Costi di ricerca	20	62	101	94	206	15	232	106	39	875
Costi di sviluppo[a]	1.098	230	749	1.589	1.959	481	1.199	879	43	8.227
Totale costi sostenuti società consolidate	**1.118**	**292**	**985**	**1.684**	**2.165**	**496**	**1.454**	**1.226**	**82**	**9.502**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe		1.054								1.054
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		1.178								1.178
Costi di ricerca		125					(1)			124
Costi di sviluppo[b]		1.574	4		5			37		1.620
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate[c]		**3.931**	**4**		**5**		**(1)**	**37**		**3.976**
2018										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe							382			382
Acquisizioni di riserve probabili e possibili							487			487
Costi di ricerca	26	106	43	102	66	3	182	215	7	750
Costi di sviluppo[a]	382	557	445	2.216	1.379	92	589	340	36	6.036
Totale costi sostenuti società consolidate	**408**	**663**	**488**	**2.318**	**1.445**	**95**	**1.640**	**555**	**43**	**7.655**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca			2				103			105
Costi di sviluppo[b]			3					(16)		(13)
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			**5**				**103**	**(16)**		**92**
2017										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe					5					5
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	31	242	77	110	65	3	76	106	5	715
Costi di sviluppo[a]	251	364	785	3.041	1.939	246	714	292	14	7.646
Totale costi sostenuti società consolidate	**282**	**606**	**862**	**3.151**	**2.009**	**249**	**790**	**398**	**19**	**8.366**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					90			91
Costi di sviluppo[b]			2		9		4	48		63
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**1**	**2**		**9**		**94**	**48**		**154**

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €2.069 milioni nel 2019, decrementi per €517 milioni nel 2018 e costi per €359 milioni nel 2017.
(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €938 milioni nel 2019, decrementi per €22 milioni nel 2018 e decrementi per €23 milioni nel 2017.
(c) Include l'allocazione a fair value del prezzo pagato per gli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

84573 f680

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.493	618	1.081		4.576	1.195	2.367	825	5	12.160
- vendite a terzi		30	4.084	3.715	944	766	149	180	227	10.095
Totale ricavi	**1.493**	**648**	**5.165**	**3.715**	**5.520**	**1.961**	**2.516**	**1.005**	**232**	**22.255**
Costi di produzione	(391)	(181)	(520)	(330)	(847)	(255)	(256)	(273)	(43)	(3.096)
Costi di trasporto	(5)	(31)	(60)	(10)	(39)	(158)	(4)	(15)		(322)
Imposte sulla produzione	(183)		(263)		(483)		(252)	(7)	(6)	(1.194)
Costi di ricerca	(25)	(51)	(30)	(10)	(90)	(39)	(170)	(31)	(43)	(489)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(944)	(201)	(839)	(978)	(3.060)	(444)	(820)	(607)	(97)	(7.990)
Altri (oneri) proventi	(337)	(16)	(452)	(433)	(502)	(71)	(76)	(86)	(1)	(1.974)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**(392)**	**168**	**3.001**	**1.954**	**499**	**994**	**938**	**(14)**	**42**	**7.190**
Imposte sul risultato	148	(11)	(2.561)	(839)	(268)	(326)	(719)	(5)	(31)	(4.612)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate[b]	**(244)**	**157**	**440**	**1.115**	**231**	**668**	**219**	**(19)**	**11**	**2.578**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.080								1.080
- vendite a terzi		677	15		207			315		1.214
Totale ricavi		**1.757**	**15**		**207**			**315**		**2.294**
Costi di produzione		(336)	(8)		(24)			(25)		(393)
Costi di trasporto		(84)	(1)		(11)					(96)
Imposte sulla produzione			(2)		(7)			(81)		(90)
Costi di ricerca		(47)								(47)
Ammortamenti e svalutazioni		(722)	(1)		(70)			(51)		(844)
Altri (oneri) proventi		(237)	(1)		(28)		(3)	(133)		(402)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**331**	**2**		**67**		**(3)**	**25**		**422**
Imposte sul risultato		(179)	(2)					(54)		(235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**152**			**67**		**(3)**	**(29)**		**187**

(a) Include svalutazioni nette per €1.217 milioni.

(b) Esclude gli effetti sui ricavi, DD&A e imposte connessi a circa 3,8 milioni di boe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di Take-or pay e che sono invece riportati nella segment information del settore E&P redatta secondo i principi IFRS in quanto la performance obligation del contratto è stata adempiuta ed è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

84573|681

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.120	2.740	1.277		4.701	1.140	1.902	934	4	14.818
- vendite a terzi		494	3.741	3.207	830	769	493	50	190	9.774
Totale ricavi	**2.120**	**3.234**	**5.018**	**3.207**	**5.531**	**1.909**	**2.395**	**984**	**194**	**24.592**
Costi di produzione	(402)	(488)	(363)	(343)	(974)	(269)	(220)	(234)	(48)	(3.341)
Costi di trasporto	(8)	(142)	(50)	(11)	(42)	(136)	(7)	(16)		(412)
Imposte sulla produzione	(171)		(243)		(435)		(191)		(6)	(1.046)
Costi di ricerca	(25)	(85)	(48)	(22)	(44)	(3)	(79)	(69)	(5)	(380)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(281)	(664)	(582)	(795)	(2.490)	(387)	(941)	(594)	(67)	(6.801)
Altri (oneri) proventi	(442)	(193)	(101)	(239)	(1.126)	(67)	(135)	(54)		(2.357)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**791**	**1.662**	**3.631**	**1.797**	**420**	**1.047**	**822**	**17**	**68**	**10.255**
Imposte sul risultato	(170)	(1.070)	(2.494)	(542)	(264)	(308)	(678)	7	(26)	(5.545)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**621**	**592**	**1.137**	**1.255**	**156**	**739**	**144**	**24**	**42**	**4.710**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15		257		6	420		698
Totale ricavi			**15**		**257**		**6**	**420**		**698**
Costi di produzione			(7)		(34)		(2)	(36)		(79)
Costidi trasporto			(1)		(28)			(2)		(31)
Imposte sulla produzione			(3)		(26)			(114)		(143)
Costi di ricerca		(6)					(235)			(241)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		224		(3)	(222)		(2)
Altri (oneri) proventi		(1)	2		(27)		(25)	(122)		(173)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**(7)**	**5**		**366**		**(259)**	**(76)**		**28**
Imposte sul risultato			(3)				(2)	(35)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**(7)**	**2**		**366**		**(261)**	**(111)**		**(11)**

(a) Include svalutazioni netto per €726 milioni.

84573/682

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.619	1.897	1.056		3.888	681	911	932	3	10.987
- vendite a terzi		481	3.184	2.128	547	713	291	96	168	7.608
Totale ricavi	**1.619**	**2.378**	**4.240**	**2.128**	**4.435**	**1.394**	**1.202**	**1.028**	**171**	**18.595**
Costi di produzione	(332)	(523)	(455)	(303)	(952)	(271)	(202)	(258)	(48)	(3.344)
Costi di trasporto	(5)	(164)	(49)	(11)	(34)	(125)	(4)	(54)		(446)
Imposte sulla produzione	(130)		(200)		(331)		(11)		(5)	(677)
Costi di ricerca	(26)	(122)	(22)	(191)	(60)		(61)	(39)	(4)	(525)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(465)	(838)	(679)	(767)	(2.063)	(289)	(765)	(577)	(59)	(6.502)
Altri (oneri) proventi	1.563	(141)	(162)	690	(716)	(221)	(84)	(342)	2	589
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.224**	**590**	**2.673**	**1.546**	**279**	**488**	**75**	**(242)**	**57**	**7.690**
Imposte sul risultato	(299)	(216)	(1.978)	(214)	(38)	(223)	(67)	(38)	(23)	(3.096)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**1.925**	**374**	**695**	**1.332**	**241**	**265**	**8**	**(280)**	**34**	**4.594**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			14		129		22	517		682
Totale ricavi			**14**		**129**		**22**	**517**		**682**
Costi di produzione			(6)		(19)		(9)	(39)		(73)
Costi di trasporto			(2)		(18)			(1)		(21)
Imposte sulla produzione			(2)		(8)			(146)		(156)
Costi di ricerca		(1)					(13)			(14)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(54)		(13)	(271)		(339)
Altri (oneri) proventi		(2)	(2)		26		3	(199)		(174)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**(3)**	**1**		**56**		**(10)**	**(139)**		**(95)**
Imposte sul risultato			(1)				(4)	(20)		(25)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**(3)**			**56**		**(14)**	**(159)**		**(120)**

(a) Include riprese di valore nette per €158 milioni.

84573 | 683

RISERVE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.
Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).
Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.
Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.
Nel 2019 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 63$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.
Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.
Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.
Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.
Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione[44] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti[45]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.
Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2019 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.
In particolare nel 2019 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 31% delle riserve Eni al 31 dicembre 2019[46].
Nel triennio 2017-2019 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2019 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Zohr.
Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 57%, 61% e il 60% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2019, 2018 e 2017. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 3% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2019, 2018 e 2017.
Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano il 4%, il 4% e l'1,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2019, 2018 e 2017; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.
I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.
Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2019, 2018 e 2017.

(44) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott. Nel 2018 ha fornito una certificazione indipendente anche la Société Generale de Surveillance.
(45) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2019"
(46) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

84573/684

PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
di cui: sviluppate	*156*	*44*	*317*	*153*	*551*	*587*	*252*	*143*	*5*	*2.208*
non sviluppate	*52*	*4*	*176*	*126*	*167*	*117*	*224*	*109*		*975*
Acquisizioni								29		29
Revisioni di precedenti stime	5	1	37	10	46	79	45	(16)	(4)	203
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte				2	21		2	9		34
Produzione	(19)	(8)	(62)	(27)	(90)	(37)	(32)	(20)		(295)
Cessioni[a]					(1)			(29)		(30)
Riserve al 31 dicembre 2019	**194**	**41**	**468**	**264**	**694**	**746**	**491**	**225**	**1**	**3.124**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
di cui: sviluppate		*154*	*11*		*8*			*32*		*205*
non sviluppate		*143*			*4*			*5*		*152*
Acquisizioni		109								109
Revisioni di precedenti stime		45	2					(5)		42
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		6								6
Produzione		(27)	(1)		(2)			(1)		(31)
Cessioni		(6)								(6)
Riserve al 31 dicembre 2019		**424**	**12**		**10**			**31**		**477**
Riserve al 31 dicembre 2019	**194**	**465**	**480**	**264**	**704**	**746**	**491**	**256**	**1**	**3.601**
Sviluppate	**137**	**256**	**313**	**149**	**526**	**682**	**245**	**179**	**1**	**2.488**
consolidate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
joint venture e collegate		219	12		7			31		269
Non sviluppate	**57**	**209**	**167**	**115**	**178**	**64**	**246**	**77**		**1.113**
consolidate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
joint venture e collegate		205			3					208

(a) Include 0,6 Mboe parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di Take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

84573/885

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	162	7	3.262
di cui: sviluppate	*169*	*219*	*306*	*203*	*546*	*547*	*81*	*144*	*5*	*2.220*
non sviluppate	*46*	*141*	*170*	*77*	*218*	*219*	*151*	*18*	*2*	*1.042*
Acquisizioni							319			319
Revisioni di precedenti stime	15	6	73	21	30	(27)	(54)	23	(1)	86
Miglioramenti di recupero assistito				7			6			13
Estensioni e nuove scoperte					13		1	86		100
Produzione	(22)	(40)	(56)	(28)	(89)	(35)	(28)	(19)	(1)	(318)
Cessioni		(278)		(1)						(279)
Riserve al 31 dicembre 2018	**208**	**48**	**493**	**279**	**718**	**704**	**476**	**252**	**5**	**3.183**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			12		12			136		160
di cui: sviluppate			*12*		*6*			*25*		*43*
non sviluppate					*6*			*111*		*117*
Acquisizioni		297								297
Revisioni di precedenti stime					1			(96)		(95)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(3)		(5)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2018		**297**	**11**		**12**			**37**		**357**
Riserve al 31 dicembre 2018	**208**	**345**	**504**	**279**	**730**	**704**	**476**	**289**	**5**	**3.540**
Sviluppate	**156**	**198**	**328**	**153**	**559**	**587**	**252**	**175**	**5**	**2.413**
consolidate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
joint venture e collegate		154	11		8			32		205
Non sviluppate	**52**	**147**	**176**	**126**	**171**	**117**	**224**	**114**		**1.127**
consolidate	52	4	176	126	167	117	224	109		975
joint venture e collegate		143			4			5		152

84573/686

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	454	281	809	767	307	163	9	3.230
di cui: sviluppate	*132*	*228*	*287*	*205*	*507*	*556*	*124*	*143*	*8*	*2.190*
non sviluppate	*44*	*36*	*167*	*76*	*302*	*211*	*183*	*20*	*1*	*1.040*
Acquisizioni					2					2
Revisioni di precedenti stime	59	29	73	21	31	29	(69)	19	(1)	191
Miglioramenti di recupero assistito		1	6	7			9			23
Estensioni e nuove scoperte		103	1		18		4	3		129
Produzione	(20)	(37)	(58)	(26)	(90)	(30)	(19)	(23)	(1)	(304)
Cessioni				(3)	(6)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2017	**215**	**360**	**476**	**280**	**764**	**766**	**232**	**162**	**7**	**3.262**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
di cui: sviluppate			*13*		*8*			*22*		*43*
non sviluppate					*7*			*118*		*125*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime					(2)			1		(1)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(5)		(7)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			**12**		**12**			**136**		**160**
Riserve al 31 dicembre 2017	**215**	**360**	**488**	**280**	**776**	**766**	**232**	**298**	**7**	**3.422**
Sviluppate	**169**	**219**	**318**	**203**	**552**	**547**	**81**	**169**	**5**	**2.263**
consolidate	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220
joint venture e collegate			12		6			25		43
Non sviluppate	**46**	**141**	**170**	**77**	**224**	**219**	**151**	**129**	**2**	**1.159**
consolidate	46	141	170	77	218	219	151	18	2	1.042
joint venture e collegato					6			111		117

84573 687

GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
di cui: sviluppate	*27.744*	*8.502*	*40.967*	*94.332*	*52.973*	*52.263*	*23.271*	*4.351*	*12.796*	*312.199*
non sviluppate	*6.214*	*553*	*40.895*	*55.034*	*46.267*	*4.061*	*11.175*	*3.488*	*5.636*	*173.323*
Acquisizioni								207		207
Revisioni di precedenti stime	(8.770)	104	7.547	13.223	21.166	2.238	2.954	(656)	(3.055)	34.751
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		44			2.215		7.775	102		10.136
Produzione	(3.890)	(1.805)	(11.877)	(15.596)	(5.928)	(2.815)	(5.612)	(691)	(1.027)	(49.241)
Cessioni[a]					(498)		(1.360)	(16)		(1.874)
Riserve al 31 dicembre 2019	**21.298**	**7.398**	**77.532**	**146.993**	**116.195**	**55.747**	**38.203**	**6.785**	**14.350**	**484.501**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
di cui: sviluppate		*7.816*	*382*		*1.633*			*48.613*		*58.444*
non sviluppate		*2.386*			*7.155*					*9.541*
Acquisizioni		11.472								11.472
Revisioni di precedenti stime		2.136	41		373			33		2.583
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		(51)								(51)
Produzione		(1.885)	(35)		(1.006)			(1.985)		(4.911)
Cessioni		(5)								(5)
Riserve al 31 dicembre 2019		**21.869**	**388**		**8.155**			**46.661**		**77.073**
Riserve al 31 dicembre 2019	**21.298**	**29.267**	**77.920**	**146.993**	**124.350**	**55.747**	**38.203**	**53.446**	**14.350**	**561.574**
Sviluppate	**18.592**	**23.754**	**39.315**	**135.274**	**55.129**	**55.743**	**19.403**	**51.943**	**9.118**	**408.271**
consolidate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
joint venture e collegate		16.914	388		2.520			46.661		66.483
Non sviluppate	**2.706**	**5.513**	**38.605**	**11.719**	**69.221**	**4**	**18.800**	**1.503**	**5.232**	**153.303**
consolidate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
joint venture e collegate		4.955			5.635					10.590

(a) Include 498 Mscm parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di Take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

84573/688

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	20.054	489.557
di cui: sviluppate	*27.962*	*21.829*	*34.913*	*40.228*	*47.949*	*53.179*	*24.376*	*4.842*	*14.709*	*269.987*
non sviluppate	*4.041*	*3.561*	*54.158*	*82.982*	*55.680*	*6.518*	*5.757*	*1.528*	*5.345*	*219.570*
Acquisizioni							1.966			1.966
Revisioni di precedenti stime	3.914	1.402	6.217	63.365	647	(632)	2.293	1.266	(441)	78.031
Miglioramenti di recupero assistito		2								2
Estensioni e nuove scoperte	2.446				188		5.797	2.165		10.596
Produzione	(4.405)	(4.599)	(13.426)	(12.594)	(5.224)	(2.741)	(5.693)	(1.231)	(1.181)	(51.094)
Cessioni		(13.140)		(24.615)			(50)	(731)		(38.536)
Riserve al 31 dicembre 2018	**33.958**	**9.055**	**81.862**	**149.366**	**99.240**	**56.324**	**34.446**	**7.839**	**18.432**	**490.522**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
di cui: sviluppate			*371*		*2.348*		*41*	*51.505*		*54.265*
non sviluppate					*7.531*					*7.531*
Acquisizioni		10.202								10.202
Revisioni di precedenti stime			57		(169)			(601)		(713)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(46)		(922)		(22)	(2.291)		(3.281)
Cessioni							(19)			(19)
Riserve al 31 dicembre 2018		**10.202**	**382**		**8.788**			**48.613**		**67.985**
Riserve al 31 dicembre 2018	**33.958**	**19.257**	**82.244**	**149.366**	**108.028**	**56.324**	**34.446**	**56.452**	**18.432**	**558.507**
Sviluppate	**27.744**	**16.318**	**41.349**	**94.332**	**54.606**	**52.263**	**23.271**	**52.964**	**12.796**	**375.643**
consolidate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
joint venture e collegate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
Non sviluppate	**6.214**	**2.939**	**40.895**	**55.034**	**53.422**	**4.061**	**11.175**	**3.488**	**5.636**	**182.864**
consolidate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
joint venture e collegate		2.386			7.155					9.541

84573/689

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.809	105.872	156.316	78.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
di cui: sviluppate	*23.925*	*22.674*	*49.054*	*22.630*	*46.769*	*63.391*	*7.911*	*9.580*	*15.822*	*261.756*
non sviluppate	*3.723*	*2.215*	*56.818*	*133.686*	*31.600*	*6.958*	*20.484*	*413*	*5.142*	*261.039*
Acquisizioni					33					33
Revisioni di precedenti stime	8.920	4.606	1.861	27.439	3.788	(7.926)	5.313	(1.727)	175	42.449
Miglioramenti di recupero assistito		6	(544)							(538)
Estensioni e nuove scoperte		812		1.797	52.061			111		54.781
Produzione	(4.565)	(4.923)	(18.118)	(8.917)	(4.591)	(2.726)	(3.575)	(2.007)	(1.085)	(50.507)
Cessioni				(53.425)	(26.031)					(79.456)
Riserve al 31 dicembre 2017	**32.003**	**25.390**	**89.071**	**123.210**	**103.629**	**59.697**	**30.133**	**6.370**	**20.054**	**489.557**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
di cui: sviluppate			*414*		*2.927*		*149*	*50.445*		*53.935*
non sviluppate					*7.494*			*48.188*		*55.682*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			(1)		378		6	(44.333)		(43.950)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(42)		(920)		(114)	(2.795)		(3.871)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			**371**		**9.879**		**41**	**51.505**		**61.796**
Riserve al 31 dicembre 2017	**32.003**	**25.390**	**89.442**	**123.210**	**113.508**	**59.697**	**30.174**	**57.875**	**20.054**	**551.353**
Sviluppate	**27.962**	**21.829**	**35.284**	**40.228**	**50.297**	**53.179**	**24.417**	**56.347**	**14.709**	**324.252**
consolidate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
joint venture e collegate			371		2.348		41	51.505		54.265
Non sviluppate	**4.041**	**3.561**	**54.158**	**82.982**	**63.211**	**6.518**	**5.757**	**1.528**	**5.345**	**227.101**
consolidate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
joint venture e collegate					7.531					7.531

84573/690

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2019, 2018 e 2017. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.
Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.
I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.
Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.
Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).
Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.
Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2019										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	12.363	3.268	38.083	37.020	48.778	36.435	31.220	11.378	1.686	220.231
Costi futuri di produzione	(5.078)	(1.175)	(6.944)	(10.934)	(15.534)	(8.239)	(8.888)	(5.060)	(293)	(62.145)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.551)	(1.338)	(4.985)	(1.591)	(6.265)	(2.362)	(6.047)	(2.629)	(225)	(28.993)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**3.734**	**755**	**26.154**	**24.495**	**26.979**	**25.834**	**16.285**	**3.689**	**1.168**	**129.093**
Imposte sul reddito future	(796)	(249)	(13.632)	(7.829)	(9.926)	(5.485)	(11.379)	(1.034)	(143)	(50.473)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**2.938**	**506**	**12.522**	**16.666**	**17.053**	**20.349**	**4.906**	**2.655**	**1.025**	**78.620**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(466)	63	(5.852)	(5.822)	(6.604)	(10.832)	(1.990)	(1.187)	(443)	(33.133)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**2.472**	**569**	**6.670**	**10.844**	**10.449**	**9.517**	**2.916**	**1.468**	**582**	**45.487**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		25.094	380		1.787			7.730		34.991
Costi futuri di produzione		(6.953)	(113)		(863)			(2.038)		(9.967)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.519)	(23)		(59)			(145)		(6.746)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**11.622**	**244**		**865**			**5.547**		**18.278**
Imposte sul reddito future		(7.020)	(77)		(225)			(1.783)		(9.105)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**4.602**	**167**		**640**			**3.764**		**9.173**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.544)	(88)		(322)			(1.809)		(3.763)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**3.058**	**79**		**318**			**1.955**		**5.410**
Totale	**2.472**	**3.627**	**6.749**	**10.844**	**10.767**	**9.517**	**2.916**	**3.423**	**582**	**50.897**

84573 /691

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2018										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.372	4.895	43.578	39.193	53.534	40.698	33.384	14.192	2.319	250.165
Costi futuri di produzione	(5.659)	(1.438)	(6.653)	(12.193)	(16.417)	(8.276)	(9.492)	(6.038)	(511)	(66.677)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.670)	(1.350)	(4.700)	(2.769)	(6.778)	(2.640)	(5.755)	(2.467)	(291)	(31.420)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	8.043	2.107	32.225	24.231	30.339	29.782	18.137	5.687	1.517	152.068
Imposte sul reddito future	(1.671)	(798)	(17.514)	(7.829)	(11.566)	(6.524)	(11.980)	(1.791)	(289)	(59.962)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	6.372	1.309	14.711	16.402	18.773	23.258	6.157	3.896	1.228	92.106
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.045)	(124)	(6.727)	(6.564)	(7.501)	(12.477)	(2.258)	(1.508)	(491)	(39.695)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	4.327	1.185	7.984	9.838	11.272	10.781	3.899	2.388	737	52.411
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		18.608	347		2.675			8.292		29.922
Costi futuri di produzione		(4.686)	(138)		(873)			(2.192)		(7.889)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(3.633)	(3)		(75)			(191)		(3.902)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		10.289	206		1.727			5.909		18.131
Imposte sul reddito future		(6.822)	(43)		(204)			(1.839)		(8.908)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		3.467	163		1.523			4.070		9.223
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.104)	(76)		(793)			(2.009)		(3.982)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		2.363	87		730			2.061		5.241
Totale	4.327	3.548	8.071	9.838	12.002	10.781	3.899	4.449	737	57.652

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2017										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	14.339	19.507	31.793	29.156	41.136	30.263	11.826	6.205	2.593	186.818
Costi futuri di produzione	(5.091)	(5.711)	(6.677)	(6.153)	(14.790)	(6.992)	(3.653)	(2.351)	(590)	(52.008)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.943)	(5.483)	(4.350)	(4.496)	(6.522)	(2.787)	(3.694)	(1.011)	(318)	(32.604)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	5.305	8.313	20.766	18.507	19.824	20.484	4.479	2.843	1.685	102.206
Imposte sul reddito future	(859)	(4.490)	(10.836)	(5.709)	(6.418)	(3.970)	(757)	(699)	(303)	(34.041)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	4.446	3.823	9.930	12.798	13.406	16.514	3.722	2.144	1.382	68.165
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.633)	(1.050)	(4.566)	(6.698)	(5.430)	(9.172)	(1.239)	(777)	(607)	(31.172)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.813	2.773	5.364	6.100	7.976	7.342	2.483	1.367	775	36.993
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			245		2.062		11	10.797		13.115
Costi futuri di produzione			(119)		(930)		(6)	(3.291)		(4.346)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(66)			(535)		(602)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			125		1.066		5	6.971		8.167
Imposte sul reddito future			(21)		(57)		(1)	(2.459)		(2.538)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			104		1.009		4	4.512		5.629
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(50)		(471)			(2.475)		(2.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			54		538		4	2.037		2.633
Totale	2.813	2.773	5.418	6.100	8.514	7.342	2.487	3.404	775	39.626

84573 /692

VARIAZIONI DEL VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2019, 2018 e 2017.

[€ milioni]	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2019			
Valore al 31 dicembre 2018	**52.411**	**5.241**	**57.652**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(18.236)	(1.675)	(19.911)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(14.972)	(2.247)	(17.219)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.240	86	1.326
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.157)	(916)	(2.073)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.128	687	5.815
- revisioni delle quantità stimate	5.573	1.377	6.950
- effetto dell'attualizzazione	8.666	1.050	9.716
- variazione netta delle imposte sul reddito	6.013	(761)	5.252
- acquisizioni di riserve	260	2.579	2.839
- cessioni di riserve[a]	(429)	(88)	(517)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	990	77	1.067
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(6.924)**	**169**	**(6.755)**
Valore al 31 dicembre 2019	**45.487**	**5.410**	**50.897**

(a) Include il valore relativo ai volumi parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

2018			
Valore al 31 dicembre 2017	**36.993**	**2.633**	**39.626**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.793)	(445)	(20.238)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	27.970	671	28.641
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.649		1.649
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.525)	216	(2.309)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.468	14	6.482
- revisioni delle quantità stimate	10.487	(803)	9.684
- effetto dell'attualizzazione	5.670	384	6.054
- variazione netta delle imposte sul reddito	(16.566)	193	(16.373)
- acquisizioni di riserve	5.369	6.700	12.069
- cessioni di riserve	(8.363)		(8.363)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	5.052	(4.322)	730
Saldo aumenti (diminuzioni)	**15.418**	**2.608**	**18.026**
Valore al 31 dicembre 2018	**52.411**	**5.241**	**57.652**

2017			
Valore al 31 dicembre 2016	**26.717**	**3.121**	**29.838**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.125)	(432)	(14.557)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	23.940	1.482	25.422
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.697		1.697
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.817)	495	(2.322)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.203	45	7.248
- revisioni delle quantità stimate	5.269	(2.285)	2.984
- effetto dell'attualizzazione	3.864	438	4.302
- variazione netta delle imposte sul reddito	(6.498)	238	(6.260)
- acquisizioni di riserve	10		10
- cessioni di riserve	(2.995)		(2.995)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(5.272)	(469)	(5.741)
Saldo aumenti (diminuzioni)	**10.276**	**(488)**	**9.788**
Valore al 31 dicembre 2017	**36.993**	**2.633**	**39.626**

F.to MARCEGAGLIA EMMA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

Sede legale
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06 59821
eni.com

84573/693

eni

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

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2019.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2019:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;

b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;

c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

27 febbraio 2020

Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

Massimo Mondazzi
Chief Financial Officer e Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

F.to MARCEGAGLIA EMMA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

84573/696

pwc

Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del gruppo Eni (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2019, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, 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'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Eni SpA (la Società) in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040348078 1 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it

pwc

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
Primo anno di revisione contabile	
L'assemblea dei soci del 10 maggio 2018 ci ha conferito l'incarico di revisione legale sul bilancio consolidato del Gruppo Eni. Trattandosi del primo anno di revisione, nell'ambito delle attività da noi svolte ha assunto particolare rilevanza la comprensione del Gruppo Eni e del suo contesto operativo, con particolare riguardo alla specifica regolamentazione che norma i settori in cui opera, i rischi correlati, i processi e le policy aziendali poste a presidio di tali rischi.	In conformità con il principio di revisione di riferimento (ISA Italia 510 - Primi incarichi di revisione contabile - Saldi di apertura), sono state svolte analisi specifiche sui saldi di apertura al fine di stabilire se gli stessi contenessero errori significativi che potessero influire sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2019 e se i principi contabili adottati per la determinazione dei saldi di apertura fossero appropriati e coerenti con quelli adottati per la predisposizione del bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2019. Nello svolgimento delle nostre procedure di revisione abbiamo effettuato molteplici incontri con i principali referenti aziendali del Gruppo con particolare focus sulla comprensione dell'organizzazione, del sistema di controllo, del contesto normativo e regolamentare di riferimento. Le nostre procedure di revisione si sono focalizzate sulla comprensione delle politiche contabili adottate dal Gruppo Eni attraverso la lettura del manuale contabile ed il confronto con i principali referenti aziendali in relazione alle specifiche tematiche di settore oltre all'acquisizione di supporti documentali e all'analisi dei razionali sottostanti le principali scelte contabili adottate nell'ambito del bilancio consolidato dell'esercizio precedente. Abbiamo inoltre avuto accesso e analizzato le carte di lavoro del precedente revisore relative

84573/696

pwc

al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2018. In particolare, con esso, abbiamo discusso la metodologia di revisione adottata, la materialità applicata, le analisi svolte in relazione alle scelte contabili adottate dal Gruppo Eni nonché le risultanze emerse dal lavoro di revisione svolto.

Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 12 "Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing" e Nota 20 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato

Le voci Immobili, impianti e macchinari, Diritto di utilizzo beni in leasing e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 46.492 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (*appraisal*) E&P per Euro 1.563 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 7.412 milioni, Diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 3.895 milioni, Diritti e potenziale esplorativo per Euro 1.031 milioni.

Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati d'abbandono e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2019 ammonta ad Euro 8.411 milioni.

L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2019 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 7.207 milioni.

Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate.

Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.

Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

(i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;
(ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove

pwc

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio consolidato, sono assoggettati a impairment test. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.
Al 31 dicembre 2019 le svalutazioni nette degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 1.217 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:
(i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni del Gruppo;
(ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
(iii) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
(iv) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative;
(v) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale, che potrebbero influire sui volumi delle riserve rispetto alla stima iniziale; e
(vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

In merito alla valutazione dei Diritti e potenziale esplorativo e alla Attività esplorativa e di *appraisal* E&P abbiamo discusso con il management le prospettive dei principali progetti esplorativi, verificandone la coerenza con gli investimenti previsti nei piani prospettici del Gruppo che comprendono, tra l'altro, il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dal Gruppo.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

Con riferimento all'*impairment* test sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:
(i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dal Gruppo con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici del Gruppo;
(ii) per un campione di CGU, abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di abbandono e ripristino siti;
(iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dalla Società.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni del Gruppo coinvolti nel processo di

84573 698

pwc

	valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati. I nostri esperti delle funzioni *Corporate Finance* e *Treasury* ci hanno supportato inoltre (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity e dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iii) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate.
Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa ed altri procedimenti in materia penale	
Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi" e Nota 27 "Garanzie, impegni e rischi" – Paragrafo "Contenziosi" - del bilancio consolidato Il Gruppo è interessato da diversi procedimenti tra i quali rilevano, in materia di responsabilità penale/amministrativa d'impresa, l'*OPL 245 Nigeria* e l'*Indagine Congo*, e in materia penale, il *Proc. Pen. 12333/2017*. Per i citati procedimenti il Gruppo non ha effettuato stanziamenti al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è stato ritenuto dagli amministratori non probabile o l'entità dell'eventuale stanziamento non è al momento determinabile in modo attendibile. La valutazione delle possibili implicazioni per il Gruppo derivanti da tali procedimenti rappresenta un complesso processo valutativo che comporta l'applicazione, da parte degli amministratori di un significativo livello di giudizio professionale sia nella quantificazione dei potenziali effetti contabili sia nella formazione dell'informativa fornita in bilancio.	Abbiamo indirizzato le nostre procedure di revisione al fine di comprendere, valutare e validare il sistema di controllo interno con riferimento al processo relativo alla gestione dei procedimenti in cui il Gruppo è coinvolto, tra essi in particolare i controlli relativi alla determinazione della probabilità di soccombenza nonché dell'adeguatezza dell'informativa. In particolare, è stata effettuata la comprensione del processo estimativo adottato dal Gruppo relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti nonché la verifica del disegno e della corretta operatività dei controlli rilevanti. In aggiunta a quanto indicato, anche attraverso il supporto dei nostri esperti delle

Gli amministratori, nell'applicazione del proprio giudizio, sono supportati da esperti legali, sia interni sia esterni, incaricati di fornire assistenza sui vari procedimenti in corso.	funzioni *Legal* e *Forensic*, abbiamo svolto la comprensione e l'esame delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella formazione del proprio giudizio in merito alla valutazione dell'esito atteso dei contenziosi rilevanti e all'informativa fornita in bilancio, anche attraverso: • Esame della documentazione legale relativa ai procedimenti rilevanti nonché delle relazioni investigative predisposte dagli esperti incaricati dal Gruppo e/o dai suoi organi di governance. • Esame delle informazioni acquisite tramite i colloqui intercorsi con i legali interni del Gruppo, con la funzione di Internal Audit, con la funzione Compliance, con il Collegio Sindacale e con il Comitato Controllo e Rischi. • Esame delle risposte ottenute alle conferme esterne richieste ai legali terzi coinvolti in tali procedimenti rilevanti. Le risultanze delle analisi condotte sono state confrontate con le valutazioni espresse in bilancio e con l'informativa in esso fornita dagli amministratori.

Altri aspetti

Il bilancio consolidato del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, il 5 aprile 2019, ha espresso un giudizio senza modifica su tale bilancio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio

84573/700

pwc

consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni SpA o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte. Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento

dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che so no stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10 [e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98]

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del gruppo Eni al 31 dicembre 2019, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98, con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2019 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

84573/702

pwc

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2019 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'articolo 4 del Regolamento Consob di attuazione del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del DLgs 30 dicembre 2016, n.254.
Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 2 aprile 2020

PricewaterhouseCoopers SpA

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

F.to MARCEGAGLIA EMMA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

84573 H03

371 / ALLEGATI

84573 | 704

STATO PATRIMONIALE

(€)	Note	31.12.2019 Totale	31.12.2019 di cui verso parti correlate	31.12.2018 Totale	31.12.2018 di cui verso parti correlate	01.01.2018* Totale	01.01.2018* di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	4.752.470.760	*110.988.773*	9.654.468.868	*502.964.041*	6.213.811.825	*367.730.040*
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	6.229.958.835		6.100.426.641		5.793.162.809	
Altre attività finanziarie	(16)	4.692.864.012	*4.688.843.170*	2.689.524.711	*2.686.455.675*	2.699.464.465	*2.691.668.755*
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	4.980.639.428	*2.981.395.714*	5.573.774.237	*3.122.929.196*	5.888.079.765	*3.466.904.113*
Rimanenze	(8)	1.663.573.673		1.324.128.339		1.388.544.550	
Attività per imposte sul reddito	(9)	63.343.576		65.760.321		58.726.446	
Altre attività	(10)	1.532.342.642	*993.956.577*	1.216.634.786	*790.360.827*	959.982.778	*372.969.627*
		23.815.192.926		**26.623.717.903**		**23.001.772.638**	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	(11)	7.482.764.775		7.578.619.152		7.178.646.178	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	2.027.023.519					
Attività immateriali	(13)	157.547.351		180.491.241		194.752.958	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.413.226.422		1.200.236.229		1.297.318.037	
Partecipazioni	(15)	42.534.715.849		41.914.073.644		42.336.529.045	
Altre attività finanziarie	(16)	4.168.637.337	*4.148.763.021*	1.974.727.001	*1.954.452.145*	4.832.057.257	*4.811.641.219*
Attività per imposte anticipate	(17)	993.402.181		1.168.812.273		1.151.910.450	
Attività per imposte sul reddito	(9)	79.752.834		78.314.917		77.527.975	
Altre attività	(10)	521.877.781	*279.072.941*	487.107.148	*294.049.892*	403.345.609	*164.534.684*
		59.378.948.049		**54.582.386.605**		**57.472.087.509**	
Attività destinate alla vendita	(25)	**1.588.442**		**1.474.116**		**1.717.074**	
TOTALE ATTIVITÀ		**83.295.729.417**		**81.207.578.624**		**80.475.577.221**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	(19)	4.621.894.240	*4.413.058.546*	4.434.682.785	*4.233.716.240*	4.146.377.799	*3.922.516.072*
Quota a breve di passività a lungo termine	(19)	3.080.748.473	*978.335*	3.178.407.868	*7.440.940*	1.972.775.366	*464.447*
Quote a breve di passività finanziarie per beni in leasing	(12)	337.189.259	*160.555.668*				
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	5.544.690.061	*3.082.138.817*	5.631.752.561	*2.901.317.916*	6.224.379.855	*3.156.070.915*
Passività per imposte sul reddito	(9)	2.746.560		1.556.602		64.289.938	
Altre passività	(10)	3.065.257.148	*1.454.017.809*	2.235.585.039	*699.551.357*	1.680.769.029	*510.938.545*
		16.652.525.741		**15.481.984.855**		**14.088.591.987**	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	17.240.044.117	*718.834.000*	18.069.732.686	*506.264.000*	18.843.053.798	*380.563.643*
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	2.319.525.918	*1.543.535.746*				
Fondi per rischi e oneri	(22)	4.308.691.031		3.860.607.419		3.760.664.177	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	376.267.163		370.072.343		353.083.516	
Passività per imposte sul reddito	(9)	15.455.000		22.829.000		20.247.000	
Altre passività	(10)	747.701.416	*151.563.615*	787.051.322	*142.040.680*	880.586.249	*143.007.778*
		25.007.684.645		**23.110.292.770**		**23.857.634.740**	
TOTALE PASSIVITÀ		**41.660.210.386**		**38.592.277.625**		**37.946.226.727**	
PATRIMONIO NETTO	(26)						
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		36.216.209.281		36.570.923.909		36.000.165.103	
Acconto sul dividendo		(1.541.829.734)		(1.512.478.856)		(1.440.456.053)	
Azioni proprie		(981.047.639)		(581.047.644)		(581.047.644)	
Utile netto dell'esercizio		2.977.726.124		3.173.442.591		3.586.228.089	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**41.635.519.031**		**42.615.300.999**		**42.529.350.494**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**83.295.729.417**		**81.207.578.624**		**80.475.577.221**	

(*) Per la riesposizione dei dati all'01.01.2018 si rinvia al paragrafo dei Criteri.

84573/706

CONTO ECONOMICO

(€)	Note	2019 Totale	2019 di cui verso parti correlate	2018 Totale	2018 di cui verso parti correlate
RICAVI	(28)				
Ricavi della gestione caratteristica		28.496.142.053	*11.076.717.103*	31.794.899.364	*13.296.210.660*
Altri ricavi e proventi		429.985.627	*186.165.602*	330.771.212	*126.640.523*
Totale ricavi		**28.926.127.680**		**32.125.670.596**	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(27.534.272.260)	*(14.432.576.776)*	(30.621.006.375)	*(14.875.672.832)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(65.165.504)		(26.410.349)	
Costo lavoro	(29)	(1.185.076.676)		(1.127.524.660)	
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	112.722.000	*(1.478.378.238)*	113.047.226	*505.622.860*
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(1.137.371.082)		(635.421.852)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(1.144.400.696)		(13.359.653)	
Radiazioni	(11),(13)	(2.401.456)		(1.361.951)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		**(2.029.837.994)**		**(186.367.018)**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)				
Proventi finanziari		1.625.147.595	*244.817.589*	1.616.145.269	*188.208.837*
Oneri finanziari		(2.015.741.083)	*(81.182.872)*	(1.878.697.439)	*(18.629.139)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		116.895.080		33.058.919	
Strumenti finanziari derivati		(5.111.273)	*8.590.077*	(97.098.895)	*210.592.495*
		(278.809.681)		**(326.592.146)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)	**5.676.830.609**		**3.689.331.494**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**3.368.182.934**		**3.176.372.330**	
Imposte sul reddito	(32)	(390.456.810)		(2.929.739)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		**2.977.726.124**		**3.173.442.591**	

84573 /406

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2019	2018
Utile netto dell'esercizio		2.978	3.173
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(16)	(11)
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie	(26)		(4)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	(26)	4	4
		(12)	(11)
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	(767)	(163)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(26)	9	17
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	(26)	222	34
		(536)	(112)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(548)	(123)
Totale utile complessivo dell'esercizio		2.430	3.050

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2018	4.005	10.368	959	(581)	581	61	(4)	(38)	9	308	25.297	(1.513)	3.173	42.615
Utile netto dell'esercizio													2.978	2.978
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(12)						(12)
								(12)						(12)
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(545)								(545)
Differenze cambio da conversione Joint Operation										9				9
						(545)				9				(536)
Operazioni con gli azionisti:														
Acconto sul dividendo 2019 (€0,43 per azione)												(1.542)		(1.542)
Attribuzione del dividendo residuo 2018 (€0,41 per azione a saldo dell'acconto 2018 di €0,42 per azione)												1.513	(2.989)	(1.476)
Destinazione utile residuo 2018										(6)	190		(184)	
Acquisto azioni proprie				(400)	400						(400)			(400)
				(400)	400					(6)	(210)	(29)	(3.173)	(3.418)
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Riserva piano incentivazione di lungo termine											9			9
											9			9
Saldi al 31 dicembre 2019	4.005	10.368	959	(981)	981	(484)	(4)	(50)	9	311	25.086	(1.542)	2.978	41.636

84573/107

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	10.368	959	(581)	581	197		(31)	15	492	24.379	(1.441)	3.586	42.529
Effetto 1ª applicazione IFRS 9											(9)			(9)
Saldi al 1° gennaio 2018	4.005	10.368	959	(581)	581	197		(31)	15	492	24.370	(1.441)	3.586	42.520
Utile netto dell'esercizio													3.173	3.173
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(7)						(7)
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie							(4)							(4)
							(4)	(7)						(11)
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(129)								(129)
Differenze cambio da conversione Joint Operation										17				17
						(129)				17				(112)
Operazioni con gli azionisti:														
Acconto sul dividendo 2018 (€0,42 per azione)												(1.513)		(1.513)
Attribuzione del dividendo residuo 2017 (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2017 di €0,40 per azione)												1.441	(2.881)	(1.440)
Destinazione utile residuo 2017									23	(201)	883		(705)	
									23	(201)	883	(72)	(3.586)	(2.953)
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Riduzione riserva art.6 comma 2 D.Lgs. 38/2005									(29)		29			
Riserva piano incentivazione di lungo termine											5			5
Altre variazioni						(7)								(7)
						(7)			(29)		34			(2)
Saldi al 31 dicembre 2018	4.005	10.368	959	(581)	581	61	(4)	(38)	9	308	25.287	(1.513)	3.173	42.615

84573 | Fo8

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)		2019		2018
Utile netto dell'esercizio		**2.978**		**3.173**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
- Ammortamenti		1.137		635
- Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		1.144		13
- Radiazioni		2		1
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni		947		1.162
- Plusvalenze nette su cessioni di attività		(5)		(12)
Dividendi		(6.623)		(4.851)
Interessi attivi		(222)		(162)
Interessi passivi		611		500
Imposte sul reddito		390		3
Altre variazioni				67
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze	*(553)*		*119*	
- crediti commerciali	*500*		*144*	
- debiti commerciali	*(246)*		*(238)*	
- fondi per rischi e oneri	*267*		*121*	
- altre attività e passività	*(99)*		*(229)*	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(131)		(83)
Variazione fondo benefici per i dipendenti		(8)		5
Dividendi incassati		6.623		4.851
Interessi incassati		212		158
Interessi pagati		(588)		(492)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati		(2)		(55)
Flusso di cassa netto da attività operativa		**6.465**		**4.913**
- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate		***(3.536)***		***(810)***
Investimenti:				
- attività materiali		*(1.109)*		*(1.003)*
- attività immateriali		*(27)*		*(35)*
- partecipazioni		*(1.962)*		*(743)*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		*(2.477)*		*(57)*
Flusso di cassa degli investimenti		(5.575)		(1.838)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		*8*		*14*
- partecipazioni		*521*		*25*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		*343*		*2.964*
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		*20*		*11*
- cessioni rami d'azienda				*3*
- titoli strumentali all'attività operativa				*1*
Flusso di cassa dei disinvestimenti		892		3.018
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa[a]		(2.202)		(360)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		**(6.885)**		**820**
- di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate		***(4.287)***		***2.603***
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti		(958)		378
Rimborso di passività per beni in leasing		(293)		
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		187		283
		(1.064)		**661**
Dividendi pagati		(3.018)		(2.954)
Acquisto azioni proprie		(400)		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**(4.482)**		**(2.293)**
- di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate		***240***		***444***
Flusso di cassa netto dell'esercizio		**(4.902)**		**3.440**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio		**9.654**		**6.214**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio		**4.752**		**9.654**

(a) A partire dal 2019, Eni SpA, al fine di garantire un maggiore allineamento con il bilancio consolidato, presenta, all'interno del flusso di cassa netto da attività di investimento, la voce "Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa" che include gli investimenti/disinvestimenti netti in attività finanziarie rappresentative degli impieghi temporanei di eccedenze di liquidità e in crediti finanziari a breve termine. In precedenza, tenuto conto dell'accentramento in Eni SpA delle attività di tesoreria e di gestione del portafoglio di liquidità strategica, i flussi relativi a tali asset erano rappresentati, distintamente, nel flusso di cassa netto da attività di finanziamento per consentire una più agevole correlazione tra tale flusso di cassa e la variazione monetaria dell'indebitamento finanziario netto. Per consentire un confronto omogeneo, il rendiconto finanziario del periodo posto a confronto è stato coerentemente riesposto.

84573/709

NOTE AL BILANCIO DI ESERCIZIO

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.[1] Il bilancio di esercizio 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 valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 27 febbraio 2020.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate; per la valutazione delle esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto[2]; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico.

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

2 Schemi di bilancio[3]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[4]. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con

(1) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2019.

(2) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

(3) Gli impatti sugli schemi di bilancio connessi con l'entrata in vigore dal 1° gennaio 2019 dei nuovi principi contabili, nonché quelli connessi alle altre modifiche apportate agli schemi di bilancio, sono indicati nella nota 3 "Modifiche dei criteri contabili".

(4) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 27 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

84573/710

finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; differentemente, sono classificati tra le componenti non correnti.
Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.
Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle altre componenti di natura non monetaria.

35 Modifiche dei criteri contabili

L'IFRS 16 "Leasing" (di seguito IFRS 16), omologato con il Regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017, è stato applicato a partire dal 1° gennaio 2019, avvalendosi della possibilità, consentita dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto (in applicazione del cd. modified retrospective approach).

L'adozione dell'IFRS 16 ha comportato la rilevazione di lease liability per €2.077 milioni e di right-of-use asset, al netto dei fondi associati rilevati al 31 dicembre 2018 nei contratti onerosi, per €1.648 milioni.
Come indicato nella nota 3 "Modifiche dei criteri contabili" del bilancio consolidato, in sede di prima applicazione, Eni SpA si è avvalsa dei seguenti espedienti pratici e/o opzioni previsti dal principio contabile:

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

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

Gli effetti quantitativi e le riclassifiche derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2019, dell'IFRS 16 sono di seguito riportati:

(€ milioni)	Dati al 31 dicembre 2018	Applicazione IFRS 16	Riclassifiche IFRS 16	Dati riesposti al 1° gennaio 2018
Valori di bilancio				
Attività non correnti	54.582	2.077	(429)	56.230
- di cui: Diritto di utilizzo beni in leasing		*2.077*	*(429)*	*1.648*
Passività correnti	15.482	269		15.751
- di cui: Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		*269*		*269*
Passività non correnti	23.110	1.808	(429)	24.489
- di cui: Passività per beni in leasing a lungo termine		*1.808*		*1.808*
- di cui: Fondi rischi e oneri	*3.860*		*(429)*	*3.431*

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

(€ milioni)	
Pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018	**2.233**
Effetto attualizzazione	(288)
Estensione/Rinnovi	198
Altro	(66)
Lease liability al 1° gennaio 2019	**2.077**
- di cui correnti	**269**
- di cui non correnti	**1.808**

84573 (711

La media ponderata del tasso di attualizzazione applicato alle lease liability rilevate nello stato patrimoniale al 1° gennaio 2019 è pari al 3,86%.
Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2019 sono entrate in vigore anche:

- le modifiche allo IAS 28 "Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture", omologate con il Regolamento n. 2019/237 emesso dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2019, volte a chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche anche ai crediti concessi a società collegate o joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest) che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi;
- l'IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito", omologato con il Regolamento n. 2018/1595 emesso dalla Commissione Europea in data 23 ottobre 2018, contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali (correnti e/o differite) relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. In particolare, in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi sui criteri di valutazione delle imposte sul reddito. Con riferimento alla rappresentazione negli schemi di bilancio, si segnala che, nel settembre 2019, l'IFRS Interpretations Committee ha evidenziato che le uncertain tax asset/liability sono da rappresentarsi nelle voci che accolgono le attività e passività per imposte sul reddito e non in altre poste di bilancio. In questa prospettiva, rientrando nelle fattispecie delle uncertain tax liability anche gli accantonamenti operati per contenziosi in materia di imposte sul reddito, le passività correlate a contenziosi tributari per imposte sul reddito sono state riclassificate dalla voce "Fondi per rischi e oneri" alla nuova voce "Passività per imposte sul reddito" inserita nella sezione non corrente dello stato patrimoniale. Inoltre, lo schema di stato patrimoniale è stato integrato per prevedere, nella sezione non corrente, anche la nuova voce "Attività per imposte sul reddito", al fine di presentare in voci specifiche e non residuali le attività non correnti relative a imposte sul reddito (e diverse dalle imposte anticipate)[5].

Infine, a partire dall'esercizio 2019, nello schema di stato patrimoniale sono state eliminate le voci "Attività per altre imposte correnti" e "Passività per altre imposte correnti" e i relativi saldi sono stati riclassificati all'interno delle voci "Altre attività" e "Altre passività" della sezione corrente. Questa nuova articolazione è stata effettuata al fine di semplificare lo schema di stato patrimoniale rendendo più agevole l'identificazione delle grandezze rilevanti per la comprensione della situazione patrimoniale della Società.
In relazione alle riclassifiche effettuate, ai fini comparativi, nello schema di stato patrimoniale è stata fornita la riesposizione anche dei dati al 1° gennaio 2018.

Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

(5) In precedenza i crediti e debiti per imposte sul reddito, presentati nella sezione non corrente dello stato patrimoniale, erano inclusi, rispettivamente, nelle voci relative alle altre attività/passività non correnti.

84573 1712

15 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €4.752 milioni (€9.654 milioni al 31 dicembre 2018) con un decremento di €4.902 milioni e comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 90 giorni.
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono circa €198 milioni soggette a misure di pignoramento da parte di terzi.
La scadenza media dei depositi in euro (€3.086 milioni) è di 9 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,217%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€686 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è 1,651%; la scadenza media dei depositi in sterline (€28 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è 0,78%.

16 Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.180	768
Altri titoli	5.050	5.332
	6.230	**6.100**

Le attività finanziarie destinate al trading 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. Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.347 milioni (€1.301 milioni al 31 dicembre 2018).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Euro	3.841	4.188
Dollaro USA	2.179	1.547
Altre valute	210	365
	6.230	**6.100**

84573/713

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
TITOLI QUOTATI EMESSI DA STATI SOVRANI				
Tasso fisso				
Italia	693	701	Baa3	BBB
Cile	169	172	A1	A+
Giappone	14	14	A1	A+
Messico	7	7	A3	BBB+
Germania	6	6	Aaa	AAA
Spagna	2	2	Baa1	A
	891	**902**		
Tasso variabile				
Italia	93	93	Baa3	BBB
Giappone	32	32	A1	A+
Germania	106	106	Aaa	AAA
Finlandia	27	27	Aa1	AA+
Regno Unito	7	7	Aa2	AA
Stati Uniti d'America	9	9	Aaa	AA+
Canada	4	4	Aaa	AAA
	278	**278**		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	**1.169**	**1.180**		
ALTRI TITOLI				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.164	1.193	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	803	819	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB-
Altri Titoli	90	90	da Aa3 a Baa2	da AA- a BBB
	2.057	**2.102**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.489	1.494	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.014	1.020	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri Titoli	433	434	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB
	2.936	**2.948**		
Totale Altri titoli	**4.993**	**5.050**		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	**6.162**	**6.230**		

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

84573 714

7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	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
	4.981	**5.574**

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.
Al 31 dicembre 2019 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2020 per €615 milioni (€579 milioni nel 2018 con scadenza 2019). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Gas & Power (€334 milioni) e Refining & Marketing (€281milioni).
I crediti verso altri di €310 milioni includono essenzialmente: (i) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€242 milioni); (ii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€41 milioni).
I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €432 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

	Crediti in bonis				
(€ milioni)	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	Totale
31.12.2019					
Clientela business	353	1.172	223	347	2.095
Pubbliche Amministrazioni	3	6		3	12
Altre controparti	194	25	18	65	302
Imprese controllate	2.883				2.883
Valore lordo	**3.433**	**1.203**	**241**	**415**	**5.292**
Fondo svalutazione		(1)	(4)	(306)	(311)
Valore netto	**3.443**	**1.202**	**237**	**109**	**4.981**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	0,15%	2,40%	75,37%	
31.12.2018					
Clientela business	277	1.722	354	220	2.573
Pubbliche Amministrazioni		9	3	3	15
Altre controparti	181		63	104	348
Imprese controllate	2.925				2.925
Valore lordo	**3.383**	**1.731**	**420**	**327**	**5.861**
Fondo svalutazione		(2)	(29)	(256)	(287)
Valore netto	**3.383**	**1.729**	**391**	**71**	**5.574**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	0,17%	7,67%	81,27%	

84573 /715

Eni distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi sulla base della presenza di un processo di affidamento individuale o di una specifica valutazione del rischio controparte. In particolare, per le controparti commerciali diverse da pubbliche amministrazioni oggetto di un processo di affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti corrente e prospettica; (ii) storia del rapporto contrattuale (regolarità dei pagamenti, presenza di elementi mitiganti il rischio, ecc.); (iii) presenza di elementi mitiganti il rischio controparte (quali forme di securitization, assicurazioni del rischio, garanzie di terzi); (iv) eventuali clausole contrattuali specifiche a tutela del credito; (v) andamento del settore di riferimento; (vi) rischio paese che considera le probabilità di accadimento su un orizzonte temporale di medio termine di eventi relativi al contesto operativo del creditore che possono compromettere la capacità di adempiere l'obbligazione verso Eni. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità del portafoglio correnti e forward looking. La loss given default (LGD) di questi clienti è stimata dai business Eni sulla base dell'esperienza storica di recupero dei crediti commerciali; per i clienti in default sono utilizzate stime basate sull'esperienza del recupero crediti in contenzioso o in ristrutturazione.
Per le controparti pubbliche amministrazioni la probabilità di default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari, mentre la LGD è stimata sulla base delle medie storiche dei ritardi dei pagamenti, valorizzando in sostanza il time value tenuto conto delle forme di securitization in essere che possono comportare una mitigazione della stima della LGD.
Per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'expected loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. ratio di expected loss) i valori della probabilità di defualt e della capacità di recupero avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €311 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2018):

(€ milioni)	Crediti commerciali e altri crediti
Fondo svalutazione al 31.12.2018	**287**
Accantonamenti su crediti in bonis	5
Accantonamenti su crediti in default	78
Utilizzi su crediti in bonis	(19)
Utilizzi su crediti in default	(40)
Fondo svalutazione al 31.12.2019	**311**
Fondo svalutazione al 31.12.2017	**242**
Modifica criteri contabili (IFRS 9)	39
Fondo svalutazione al 1.01.2018	**281**
Accantonamenti su crediti in bonis	32
Accantonamenti su crediti in default	4
Utilizzi su crediti in bonis	(6)
Utilizzi su crediti in default	(24)
Fondo svalutazione al 31.12.2018	**287**

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €24 milioni è connessa ad accantonamenti netti rilevati a conto economico per €63 milioni (€26 milioni nel 2018) e per €39 milioni (€20 milioni nel 2018) all'utilizzo, in conto, per la copertura delle perdite su crediti precedentemente svalutati.
Le svalutazioni nette di crediti commerciali ed altri crediti di €65 milioni comprendono: (i) accantonamenti per €83 milioni; (ii) perdite su crediti per €2 milioni; (iii) utilizzi per esubero per €20 milioni.

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

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - "Rapporti con parti correlate".

84573 | 716

8 Rimanenze correnti e rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Materie prime, sussidiarie e di consumo	325	124
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	188	174
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	158	60
Prodotti finiti e merci	980	933
Certificati bianchi	13	33
	1.664	**1.324**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €325 milioni sono costituite da greggi.
I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€596 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€356 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€28 milioni).
Le rimanenze di magazzino per €95 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €46 milioni (€189 milioni al 31 dicembre 2018) come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Valore iniziale - Rimanenze correnti	**189**	**22**
Accantonamenti (utilizzi)	(143)	167
Valore finale - Rimanenze correnti	**46**	**189**

Gli utilizzi operati al fondo svalutazione nel 2019 derivano essenzialmente dall'adeguamento del valore di iscrizione delle rimanenze di greggio e di prodotti petroliferi ai prezzi di fine periodo.

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €1.413 milioni (€1.200 milioni al 31 dicembre 2018) includono 3,20 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione alla Direttiva 2009/119/CE. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo aumentano di €213 milioni per effetto principalmente dell'andamento della dinamica dei prezzi.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

9 Attività e Passività per imposte sul reddito

	31.12.2019				31.12.2018			
	Altre attività		Altre passività		Altre attività		Altre passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
IRES	21				22			
IRAP	30				29			
Crediti per istanze di rimborso	2	79			4	78		
Fondo per imposte sul reddito				15				23
Altre imposte sul reddito	11		3		11		2	
	64	**79**	**3**	**15**	**66**	**78**	**2**	**23**

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.

84573 | 117

10 Altre attività e passività

	31.12.2019				31.12.2018			
	Altre attività		Altre passività		Altre attività		Altre passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.036	115	1.486	177	886	192	763	160
Passività da contratti per la clientela			432	455			389	518
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	26		413		42		376	
- IVA	174		186		93		202	
- Royalty su idrocarburi estratti			171				152	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			35				32	
- Altre imposte e tasse	78	3	43	32	69	2	25	52
	278	**3**	**848**	**32**	**204**	**2**	**787**	**52**
Altre	218	404	299	84	127	293	296	57
	1.532	**522**	**3.065**	**748**	**1.217**	**487**	**2.235**	**787**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 24 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

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 milioni e €455 milioni (€66 milioni e €518 milioni nel 2018); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione per €182 milioni (€167 milioni nel 2018).

Le altre attività comprendono: (i) 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 ai sensi della Delibera 666/2017/R/GAS (cd. reshuffling) €204 milioni (€112 milioni nel 2018); (ii) i depositi cauzionali verso fornitori €70 milioni (€38 milioni nel 2018); (iii) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long term, i cui volumi sottostanti, Eni prevede di ritirare oltre i 12 mesi per €138 milioni (€26 milioni oltre 12 mesi al 31 dicembre 2018).

Le altre passività comprendono essenzialmente: (i) gli 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 €252 milioni (€204 milioni nel 2018); (ii) i rapporti con Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda €12 milioni (€19 milioni nel 2018); (iii) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas €12 milioni (€ 16 milioni nel 2018).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

84573/718

11 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2019									
Valore iniziale netto	**653**	**2.582**	**1.659**	**152**	**48**	**287**	**975**	**1.223**	**7.579**
Operazioni straordinarie	(1)		(6)					(5)	(12)
Investimenti	1	2	35	11	17		437	606	1.109
Capitalizzazioni ammortamenti		31					4		35
Ammortamenti	(30)	(537)	(190)	(21)	(15)				(793)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(36)	(230)	(242)		(1)		(40)	(508)	(1.057)
Radiazioni			(2)						(2)
Dismissioni		(6)						(2)	(8)
Trasferimenti	28	224	138	9	10	6	(232)	(182)	1
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		615					16		631
Valore finale netto	**615**	**2.681**	**1.392**	**151**	**59**	**293**	**1.160**	**1.132**	**7.483**
Valore finale lordo	2.116	14.444	10.686	623	689	308	1.293	1.796	31.955
Fondo ammortamento e svalutazione	1.501	11.763	9.294	472	630	15	133	664	24.472
2018									
Valore iniziale netto	**664**	**2.475**	**1.726**	**153**	**49**	**337**	**795**	**979**	**7.178**
Operazioni straordinarie	(4)		(2)						(6)
Investimenti	2		23	12	12		441	513	1.003
Ammortamenti	(31)	(336)	(187)	(19)	(14)				(587)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(2)	144	(35)				(16)	(104)	(13)
Radiazioni								(1)	(1)
Trasferimenti	24	328	134	6	1	(50)	(279)	(164)	
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		(29)					34		5
Valore finale netto	**653**	**2.582**	**1.659**	**152**	**48**	**287**	**975**	**1.223**	**7.579**
Valore finale lordo	2.103	13.604	10.553	599	664	302	1.082	1.449	30.356
Fondo ammortamento e svalutazione	1.450	11.022	8.894	447	616	15	107	226	22.777

Gli investimenti di €1.109 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€636 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, principalmente per il ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, il mantenimento dell'affidabilità degli impianti, gli interventi per la conversione del sistema di raffinazione, nonché gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing, per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€448 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Emilio, Annabella e Brenda); (iii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€25 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5 - 15
Impianti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

84573/719

Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.
Le altre variazioni di €631 milioni si riferiscono: (i) alla revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla variazione dei tassi di sconto, del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi (€616 milioni); (ii) alle differenze cambio di conversione (€15 milioni).

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

	2019		2018	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa				
- fino a 3 anni			6	0,50
- oltre 3 anni	201	2,24	197	6,56
	201	**2,24**	**202**	**7,06**
Costi capitalizzati di pozzi sospesi				
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi			6	0,50
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	201	2,24	197	6,56
	201	**2,24**	**202**	**7,06**

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,52% (1,77% al 31 dicembre 2018). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €59 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €105 milioni.

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

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizza come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
Prima applicazione IFRS16	1.083	522	236	110	56	19	51	2.077
Riclassifiche	(429)							(429)
Saldo iniziale al 01.01.2019	**654**	**522**	**236**	**110**	**56**	**19**	**51**	**1.648**
Incrementi	551	89	31	6	41	16	145	879
Ammortamenti[a]	(97)	(62)	(39)	(43)	(28)	(13)	(46)	(328)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(59)		(13)				(14)	(86)
Altre variazioni	(63)	(5)	(16)	1	(1)		(2)	(86)
Saldo finale al 31.12.2019	**986**	**544**	**199**	**74**	**68**	**22**	**134**	**2.027**
Valore lordo al 31.12.2019	1.634	592	250	115	96	34	192	2.913
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2019	648	48	51	41	28	12	58	886

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifiche dei criteri contabili.
Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €2.027 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €986 milioni ai contratti di tolling della Gas & Power, in relazione in particolare al contratto di tolling di EniPower SpA in forza del quale EniPower produce tramite le proprie centrali energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA. Eni a sua volta mette a disposizione di EniPower i combustibili necessari e fornisce

84573 720

le indicazioni sulle produzioni da effettuare. Il contratto con scadenza originariamente al 2027 è stato prorogato fino al 2033 coerentemente con l'allungamento delle vite utili delle centrali operato sulla base di una perizia esterna; (ii) per €544 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua compresa tra 1 e 7 anni comprensiva delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €199 milioni le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi della Refining & Marketing; (iv) per €74 milioni i contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Gas & Power (€52 milioni); (v) per €68 milioni i contratti relativi ai mezzi di perforazione navali – drilling Rig della Exploration & Production con una durata residua media contrattuale di circa 2 anni.

Per le concessioni autostradali e le locazioni di stazioni di servizio è prevista la corresponsione di canoni variabili (royalties) sulla base dei volumi di carburanti erogati (€\Mc). L'adozione di tale formula contrattuale è predeterminata nei bandi di gara per l'assegnazione delle concessioni o richiesta dal lessor nel caso delle locazioni di punti vendita ad alta performance, al fine di assicurare il matching tra canoni e flussi di cassa in entrata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli fissi dovuti per il leasing è nell'ordine del 28% per le concessioni autostradali e del 14% per le locazioni di stazioni di servizio.
Le informazioni relative alla recuperabilità del valore d'iscrizione del RoU sono riportate alla nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

	Passività per leasing		
(€ milioni)	Breve termine	Lungo termine	Totale
Prima applicazione IFRS16	269	1.808	2.077
Saldo iniziale al 01.01.2019	**269**	**1.808**	**2.077**
Incrementi		886	886
Decrementi	(293)		(293)
Altre variazioni	361	(374)	(13)
Saldo finale al 31.12.2019	**337**	**2.320**	**2.657**

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €293 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €70 milioni.

Gli esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€297 milioni), stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi (€154 milioni), mezzi di perforazione (€28 milioni), navi e relative basi logistiche (€4 milioni); (ii) contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è ancora stato messo a disposizione del locatario (€438 milioni in relazione al contratto di locazione della nuova sede di SDM, durata 20 anni con opzione di proroga di 6 anni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019
Altri ricavi e proventi	
- proventi da remeasurements	3
	3
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi:	
- leasing di breve durata	16
- leasing di modico valore	14
- canoni di leasing variabili non inclusi nella passività per leasing	32
	62
Ammortamenti	
- ammortamenti dei diritti di utilizzo beni in leasing	328
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(30)
	298
Svalutazioni (riprese di valore) nette dei diritti di utilizzo beni in leasing	**86**
Proventi (oneri) finanziari	
- interessi passivi su passività per leasing	81
- oneri finanziari capitalizzati diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(4)
	77

I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 5% al 100%.

84573 721

15 Attività immateriali

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
2019							
Valore iniziale netto	**17**	**100**	**12**	**34**	**163**	**17**	**180**
Investimenti		20	7		27		27
Ammortamenti	(1)	(47)		(3)	(51)		(51)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(1)		(1)		(1)
Trasferimenti		9	(9)				
Altre variazioni		3			3		3
Valore finale netto	**16**	**85**	**9**	**31**	**141**	**17**	**158**
Valore finale lordo	385	1.161	10	619	2.175	94	2.269
Fondo ammortamento e svalutazione	369	1.076	1	588	2.034	77	2.111
2018							
Valore iniziale netto	**20**	**108**	**13**	**37**	**178**	**17**	**195**
Investimenti		26	9		35		35
Ammortamenti	(1)	(44)		(3)	(48)		(48)
Altre variazioni	(2)	10	(10)		(2)		(2)
Valore finale netto	**17**	**100**	**12**	**34**	**163**	**17**	**180**
Valore finale lordo	385	1.129	12	619	2.145	94	2.239
Fondo ammortamento e svalutazione	368	1.029		585	1.982	77	2.059

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €16 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €85 milioni 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. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 100%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €9 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €31 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna – Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento effettuato con il metodo UOP, sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'Alto Adriatico (€30 milioni).

Gli investimenti di €27 milioni (€35 milioni al 31 dicembre 2018) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff.

84573 1722

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

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state effettuate. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use – "VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit – "CGU"); la definizione delle CGU è operata considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Le principali CGU di Eni SpA sono: (i) nella Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (iii) nel business Refining & Marketing, le raffinerie e gli impianti, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete).

Dal 2019, a seguito dell'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 16 in materia di lease, il valore di libro delle CGU identificate comprende le attività per diritti di utilizzo beni in leasing (right-of-use o RoU) strumentali alla generazione dei flussi di cassa delle CGU di cui sono parte. La recuperabilità sulla base del valore d'uso di una CGU che include right-of-use asset significativi è determinata, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing e confrontando il valore risultante con il valore di iscrizione della CGU inclusivo del right-of-use.

I diritti d'uso che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset la cui recuperabilità è verificata considerando il complesso delle CGU della Società.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: (a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve tenuto conto delle scadenze contrattuali dei titoli e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; (b) per le CGU del business Refining & Marketing sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) nella previsione dei costi operativi si considerano gli oneri che si prevede di sostenere per la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (es. Emission Trading Scheme per le CGU localizzate nel mercato unico europeo); (iv) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale, al GNL, all'energia elettrica e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Exploration & Production e la Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital – "WACC"). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

In termini di impairment indicators i fattori considerati ai fini del bilancio consolidato risultano sostanzialmente applicabili anche a Eni SpA. In particolare con riferimento al mercato petrolifero i fondamentali di riferimento continuano a rimanere deboli a causa del perdurare dell'eccesso d'offerta, alimentato dalla crescita delle produzioni di tight oil USA, nonostante l'impegno dei Paesi aderenti all'accordo OPEC+ di attuare una politica di sostegno dei prezzi, nonché per le incertezze sulla solidità della ripresa economica globale esposta a un ampio spettro di rischi (geopolitici, evoluzione della "trade dispute" tra USA e Cina, relazioni EU-UK nel post Brexit, nonché il rischio di pandemie). Il management Eni prevede un graduale bilanciamento dell'offerta e della domanda di greggio a medio termine, assumendo una moderata espansione dell'attività economica e gli effetti sull'offerta della disciplina finanziaria attuata dalle major petrolifere che hanno adottato significativi ridimensionamenti dei piani di crescita a beneficio del ritorno di cassa agli azionisti, nonché da ultimo il cambio di atteggiamento degli "independent producers" USA con focus spostato dalla crescita alla difesa del free cash flow. Su queste basi e considerando anche la view di istituti specializzati e banche d'affari, il management ha confermato il prezzo di lungo termine di 70 $/barile per il greggio Brent in termini reali 2022, invariato rispetto all'assunzione del bilancio 2018.

La situazione di eccesso di offerta è ancora più accentuata nel mercato del gas per effetto della sovrapproduzione di gas associato in USA e del ramp up dei progetti di liquefazione che hanno aumentato in misura massiccia la disponibilità globale di GNL in un momento di debolezza dei grandi consumatori di questa fonte energetica (Cina, Corea del Sud e Giappone). Il management prevede il riequilibrio dei prezzi del gas a medio termine sui livelli del piano precedente in relazione all'attesa ripresa dell'economia asiatica e anche in considerazione dei trend in atto di "switch" dal carbone al gas nella produzione di energia elettrica in Europa, mentre sono state riviste al ribasso le previsioni di prezzo di lungo termine del riferimento USA Henry Hub in relazione agli squilibri strutturali del mercato. Sono

84573 | 123

confermati, in linea con le precedenti proiezioni, gli spread tra i prezzi del gas del mercato di riferimento delle vendite del settore Gas & Power, l'Italia, e i prezzi spot agli hub continentali ai quali sono indicizzati buona parte dei costi di acquisto del gas in base ai contratti long term, escludendo pertanto impairment indicator per gli asset di riferimento.

I business downstream della raffinazione e della chimica sono attualmente in un downcycle a causa della debolezza dei consumi di carburanti e prodotti chimici, dell'eccesso d'offerta e di capacità globale e della pressione competitiva da parte di produttori con migliori posizioni di costo ed economie di scala (i raffinatori Medio-Orientali, i cracker a etano in Usa); a tali fattori si aggiungono i problemi ambientali legati al consumo di gasolio e di "single-use plastics" che fanno prevedere un continuo deterioramento di redditività e di consumi, nonché le previsioni di incremento dei costi dei certificati di emissione nell'ambito dell'Emission Trading Scheme europeo. Inoltre, le raffinerie Eni a elevata conversione sono state penalizzate dalla contrazione del differenziale di prezzo tra greggi sour a elevato contenuto di zolfo e il greggio light Brent a causa di continue dislocazioni di mercato, riducendo la redditività degli impianti di conversione. Considerate tali debolezze strutturali, il management Eni ha rivisto al ribasso, rispetto al piano precedente, i margini di raffinazione e le previsioni di redditività dei prodotti chimici, evidenziando in tal modo indicatori di perdita di valore per le raffinerie di proprietà e gli impianti chimici.

Il management ha testato la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle attività fisse come da procedure interne.

Il WACC Eni, dal quale sono derivati i WACC adjusted post-tax utilizzati nelle valutazioni di recuperabilità degli asset del settore Exploration & Production e della linea di business Refining & Marketing, ha registrato un marginale incremento rispetto al 2018 al 7,4% vs. 7,3%, quale effetto compensativo di fenomeni contrapposti di rilevante entità. In particolare il management ha stimato un significativo incremento del costo della componente equity del capitale sulla base dei trend recenti osservati nei mercati finanziari internazionali. Al riguardo rileva, in primis, il declino registrato nel 2019 dei rendimenti dei titoli di Stato che ha determinato un apprezzamento dell'equity risk premium, cioè il rendimento extra che gli investitori domandano rispetto ai rendimenti di investimenti risk-free quali i titoli di Stato dei Paesi benchmark USA e Germania; l'altro trend è l'aumentato equity risk premium specifico applicato dagli investitori al settore Oil & Gas alla luce della sottoperformance del settore in questi ultimi anni rispetto ai rendimenti azionari medi e delle incertezze circa i ritorni futuri dell'Oil & Gas considerato il declino strutturale dei prezzi degli idrocarburi in un contesto di crescente volatilità e continua oversupply, nonché i rischi associati alla transizione energetica. L'incremento del costo dell'equity è stato comunque quasi interamente assorbito dall'aumento della leva finanziaria in conseguenza dell'adozione del principio contabile IFRS 16 che ha determinato un sensibile incremento del debito totale iscritto nel bilancio, diluendo in tal modo l'incremento del costo della componente equity nella determinazione del costo medio ponderato del capitale. Al costo dell'equity è infine aggiunto un premio per il rischio paese medio ponderato del portafoglio Eni. La declinazione del WACC di Gruppo nei WACC dei singoli Paesi utilizzati ai fini dell'impairment test è ottenuta attraverso un adjustment pari alla differenza tra il premio medio ponderato per il rischio paese del portafoglio e lo specifico "country risk premium" applicabile alle realtà locali nelle quali opera il Gruppo.

Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC adjusted sopra rappresentati nel 2019 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a €1.057 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing ed Exploration & Production. In particolare: (i) le svalutazioni rilevate nella Refining & Marketing di €787 milioni riguardano principalmente 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 milioni 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 milioni) hanno riguardato principalmente la Gas & Power in relazione ai contratti di tolling.

Con riferimento alle attività di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione delle attività upstream, rileva inoltre la circostanza che, coerentemente con la strategia di decarbonizzazione definita, Eni ha avviato, dal 2019, la partecipazione a iniziative di conservazione delle foreste che prevedono l'acquisto a titolo oneroso di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1") del settore Exploration & Production ai fini delle neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi della Exploration & Production e, non essendo allocabili sulle singole CGU su basi ragionevoli e coerenti, sono riferiti all'intera linea di business e inclusi nel processo di impairment test attraverso il confronto delle previsioni di spesa per le attività forestry, attualizzate, con l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test.

84573/724

15 Partecipazioni

(€ milioni)	2019 Partecipazioni in imprese controllate	2019 Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	2019 Partecipazioni minoritarie	2019 Totale	2018 Partecipazioni in imprese controllate	2018 Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	2018 Partecipazioni minoritarie	2018 Totale
Valore iniziale	**40.348**	**1.548**	**18**	**41.914**	**40.762**	**1.563**	**12**	**42.337**
Modifiche dei criteri contabili (IFRS 9)							20	20
Valore iniziale netto riesposto	**40.348**	**1.548**	**18**	**41.914**	**40.762**	**1.563**	**32**	**42.357**
Interventi sul capitale e acquisizioni	1.711			1.711	728			728
Cessioni e conferimenti	(204)			(204)				
Rettifiche di valore	(875)	(8)		(883)	(1.142)	(15)	(4)	(1.161)
Altre variazioni	(3)			(3)			(10)	(10)
Valore finale	**40.977**	**1.540**	**18**	**42.535**	**40.348**	**1.548**	**18**	**41.914**
Valore finale lordo	62.663	1.655	18	64.336	61.213	1.655	18	62.886
Fondo svalutazione	21.686	115		21.801	20.865	107		20.972

84573/725

Le partecipazioni sono aumentate di €621 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2018	**41.914**
Incremento per:	
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
Decremento per:	
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	(8)
Società Petrolifera Italiana SpA	(3)
	(1.302)
Altre variazioni	
Raffineria di Gela SpA	(4)
Partecipazioni al 31 dicembre 2019	**42.535**

84573|726

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2019	Saldo netto al 31.12.2018	Saldo netto al 31.12.2019 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	2	2	2	
Ecofuel SpA	100,000	48	48	262	214
Eni Adfin SpA (in liquidazione)		204			
Eni Angola SpA	100,000	566	980	980	
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Srl	100,000	...	...	...	
Eni Energy Activities Srl	100,000		...	...	
Eni Finance International SA	33,613	604	362	559	197
Eni Fuel SpA	100,000	69	69	71	2
Eni gas e luce SpA	100,000	1.545	1.545	1.395	(150)
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	584	84
Eni International BV	100,000	28.462	30.035	36.149	6.114
Eni International Resources Ltd	99,998	...	1	36	35
Eni Investments Plc	99,999	3.821	3.821	3.340	(481)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	52	14	15	1
Eni Mozambico SpA	100,000	24	23	23	
Eni New Energy SpA	100,000	30	34	28	(6)
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.151	1.088	726	(362)
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	99,999	224		185	185
Eni Timor Leste SpA	100,000	5	5	5	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	325	325	669	344
Eni West Africa SpA	100,000	21	20	21	1
Eni Zubair SpA (in liquidazione)		...			
EniPower SpA	100,000	914	914	867	(47)
EniProgetti SpA	100,000	35	18	18	
EniServizi SpA	100,000	14	14	15	1
Floaters SpA	100,000	249	237	237	
Ieoc SpA	100,000	24	24	49	25
LNG Shipping SpA	100,000	274	257	247	(10)
Raffineria di Gela SpA	100,000			(64)	(64)
Serfactoring SpA	49,000	3	3	12	9
Servizi Aerei SpA	100,000	51	60	59	(1)
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	11	8	8	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	207	155
Versalis SpA	100,000	1.051	501	517	16
Totale imprese controllate		**40.348**	**40.977**		

84573 | 727

segue

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2019	Saldo netto al 31.12.2018	Saldo netto al 31.12.2019 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Imprese collegate e joint venture					
Mariconsult SpA	50,000	...	...	...	
Norpipe Terminal Holdco Limited	14,200	...	...	4	4
Saipem SpA[a]	30,542	1.199	1.199	1.250	51
Seram SpA	25,000	...	...	1	1
Transmed SpA	50,000	...	...	6	6
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	14	14	43	29
Unión Fenosa Gas SA	50,000	335	327	327	
Totale imprese collegate e joint venture		**1.548**	**1.540**		
		41.896	**42.517**		

(a) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2019 (€4,356 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.345 milioni.

In presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione inferiori rispetto al valore di patrimonio netto, è operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato. La stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato in particolare:

- le società appartenenti al settore Exploration & Production, avuto riguardo al complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata e ai relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 6,4% e il 15,3%;

- Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,1%; la valutazione della partecipazione in Eni Trading & Shipping SpA comprende anche Eni Trading & Shipping Inc, il cui valore è calcolato tramite l'attualizzazione dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 5,4%;

- Eni gas e luce SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 5,30%;

- Versalis SpA, sulla base del complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 7,9%;

- per le restanti società, tutte appartenenti a Gas & Power, sulla base del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted compreso tra il 3,56% e l'8,8%; il WACC adjusted del settore Gas & Power, determinato considerando la rischiosità espressa dallo specifico settore da un campione di società comparabili, è rimasto invariato rispetto al 2018.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2019, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

84573 | 728

Di seguito il dettaglio delle "Partecipazioni minoritarie":

	31.12.2019		31.12.2018	
(€ milioni)	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value:				
BANCA UBAE SpA	8	5,39%	8	5,39%
Porto Intermodale Ravenna Società per Azioni S.A.P.I.R.	5	3,88%	5	3,88%
SIMEST SpA	4	1,30%	4	1,30%
Altre	1	.....	1	.....
Totale	**18**		**18**	

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

16 Altre attività finanziarie

	31.12.2019		31.12.2018	
(€ milioni)	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	142	4.149	224	1.955
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.551		2.465	
	4.693	**4.149**	**2.689**	**1.955**
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	4.693	**4.169**	**2.689**	**1.975**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo, in particolare verso Eni Finance International SA (€4.006 milioni) ed Eni gas e luce SpA (€123 milioni). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€2.278 milioni), Versalis SpA (€860 milioni), Raffineria di Gela SpA (€296 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€280 milioni) ed Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (€200 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €4.006 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.580 milioni (€914 milioni al 31 dicembre 2018).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €4.573 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,49% e 0,41% e in dollari compresi tra 1,78% e 1,92%.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

17 Attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Imposte sul reddito anticipate IRES	857	1.129
Imposte sul reddito differite IRES	(53)	(82)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	153	93
Imposte sul reddito differite IRAP	(2)	(9)
Imposte sul reddito anticipate estere	4	5
Totale Eni SpA	**959**	**1.136**
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	**34**	**33**
	993	**1.169**

84573|729

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2018	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2019
Imposte differite:					
- differenze su attività materiali ed immateriali	(24)		15		(9)
- differenze su derivati	(25)			25	
- altre	(42)	(21)	15	2	(46)
	(91)	**(21)**	**30**	**27**	**(55)**
Imposte anticipate:					
- differenze su derivati				197	197
- fondi per rischi ed oneri	1.337	218	(166)	(143)	1.246
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	425	306	(137)	142	736
- differenze su attività materiali ed immateriali	308	96	(46)	(2)	356
- svalutazione crediti	86	9	(3)		92
- fondi per benefici ai dipendenti	82	15	(18)	3	82
- perdita fiscale	1.961	214	(123)		2.052
- modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	10				10
- altre	100	32	(13)		119
	4.309	**890**	**(506)**	**197**	**4.890**
- svalutazioni anticipate	(3.082)	(794)			(3.876)
	1.227	**96**	**(506)**	**197**	**1.014**
Totale Eni SpA	**1.136**	**75**	**(476)**	**224**	**959**
Imposte anticipate joint operation	37	1		1	39
Imposte differite joint operation	(4)	(1)			(5)
Totale joint operation	**33**			**1**	**34**
	1.169	**75**	**(476)**	**225**	**993**

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €993 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia. In considerazione delle prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato è stata rilevata una svalutazione delle imposte anticipate per €794 milioni.

84573 1730

18 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	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
	5.545	**5.632**

I debiti commerciali di €4.710 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€1.878 milioni), debiti verso imprese controllate (€2.772 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€60 milioni).

I debiti verso altri di €581 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€200 milioni); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€187 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€20 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

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

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

19 Passività finanziarie

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

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

84573|731

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie al 31 dicembre 2019 è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31 dicembre		Scadenza						
Tipo	2018	2019	Totale quota a breve termine	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale quote a lungo termine
Banche	3.477	2.954	627	748	143	830	134	472	2.327
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.517								
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.216	1.216	14					1.202	1.202
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.038	1.038	1.038						
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.027	1.028	33					995	995
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.019	1.020	1.020						
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.009	1.010	15			995			995
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.008	1.008	14					994	994
- Euro Medium Term Notes 0,625%	895	896	2				894		894
- Euro Medium Term Notes 2,625%	802	802	2	800					800
- Euro Medium Term Notes 1,625%	799	799	8					791	791
- Euro Medium Term Notes 3,750%	764								
- Euro Medium Term Notes 1,750%	758	759	12				747		747
- Euro Medium Term Notes 1,500%	755	755	10					745	745
- Euro Medium Term Notes 0,750%	701	702	3		699				699
- Euro Medium Term Notes 1,000%	652	653	5					648	648
- Euro Medium Term Notes 1,125%	595	596	2					594	594
- Euro Medium Term Notes 1,000%		746	3					743	743
- Bond US 4,000%	875	894	11			883			883
- Bond US 4,750%	874	892	13					879	879
- Bond US 4,150%	397	405	405						
- Bond US 5,700%	306	313	4					309	309
- Bond US 4,250%		889	6					883	883
	17.007	**16.421**	**2.620**	**800**	**699**	**1.878**	**1.641**	**8.783**	**13.801**
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked	390	393			393				393
	390	**393**			**393**				**393**
Altri	4.809	5.175	4.456	719					719
	4.809	**5.175**	**4.456**	**719**					**719**
	25.683	**24.943**	**7.703**	**2.267**	**1.235**	**2.708**	**1.775**	**9.255**	**17.240**

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa banca. Al 31 dicembre 2019 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €1.201 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Nel corso del 2019 sono stati emessi due nuovi prestiti obbligazionari per un totale di €1.635 milioni.

84573|732

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2019 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, ratei di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenze	Tasso %
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)**	**393**	EUR	2022	

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.463 milioni.

L'obbligazione convertibile di €393 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 6 aprile 2016 di un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Le obbligazioni convertibili hanno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i termini del regolamento. Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione pari ad €13,0535 e, determinato quale media aritmetica del prezzo giornaliero ponderato per i volumi di un'azione ordinaria della Società sul Mercato Telematico Azionario in un periodo di sette giorni consecutivi di mercato aperto, a partire dal 7 aprile 2016. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Le passività finanziarie verso altri di €5.175 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con Eni Rewind SpA (€1.816 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€1.193 milioni), EniPower SpA (€324 milioni), LNG Shipping SpA (€243 milioni), Eni gas & luce SpA (€240 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2019 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti; per i depositi in euro viene applicato un tasso negativo pari allo 0,4249% e un tasso positivo di 1,7485% per i depositi in dollari.

84573|733

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

	31.12.2019		31.12.2018	
(€ milioni)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)
Euro	16.327	2,02%	18.402	2,29%
Dollaro USA	3.994	4,60%	2.846	4,79%
	20.321		**21.248**	

Al 31 dicembre 2019, Eni dispone di linee di credito a breve termine uncommitted non utilizzate per €13.168 milioni (€12.355 milioni al 31 dicembre 2018). Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni (€5.212 milioni al 31 dicembre 2018); questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2019 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.
La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €20.646 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Obbligazioni ordinarie	16.679	17.428
Obbligazioni convertibili	402	399
Banche	2.845	3.301
Altri	720	516
	20.646	**21.644**

Il fair value è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il -0,49% e lo 0,41% (tra il -0,37% e l'1,15% al 31 dicembre 2018) e per il dollaro USA compresi tra l'1,92% e l'1,99% (tra il 2,44% e il 2,85% al 31 dicembre 2018). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

33 Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo	Passività per leasing	Totale indebitamento finanziario lordo
Valore al 31.12.2018	**4.435**	**21.248**		**25.683**
Prima applicazione IFRS16			2.077	2.077
Valore al 01.01.2019	**4.435**	**21.248**	**2.077**	**27.760**
Variazioni monetarie	187	(958)	(293)	(1.063)
Differenze cambio da conversione e da allineamento		7		7
Altre variazioni		24	873	916
Valore al 31.12.2019	**4.622**	**20.321**	**2.657**	**27.600**

Le altre variazioni riguardano essenzialmente gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti ovvero la revisione dei precedenti.

84573/734

23 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	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[a]	**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 senza passività per leasing (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 leasing (M-D-C)	**(7.830)**	**17.240**	**9.410**	**(10.606)**	**18.070**	**7.464**
O. Passività per beni in leasing	176	776	952			
P. Passività per beni in leasing verso entità correlate	161	1.544	1.705			
Q. Passività per leasing (O+P)	**337**	**2.320**	**2.657**			
R. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (M+Q)	**8.040**	**19.560**	**27.600**	**7.613**	**18.070**	**25.683**
S. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (R-D-C)	**(7.493)**	**19.560**	**12.067**	**(10.606)**	**18.070**	**7.464**

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.230 milioni (€6.100 milioni al 31 dicembre 2018) sono illustrate alla nota n. 6 – Attività finanziarie destinate al trading.

I crediti finanziari di €4.551 milioni (€2.465 milioni al 31 dicembre 2018) sono commentati alla nota n. 16 – Altre attività finanziarie.

Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 19 – Passività finanziarie.

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

24 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo esodi e mobilità lunga	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2018	**1.909**	**742**	**598**	**110**	**80**	**102**	**319**	**3.860**
Prima applicazione IFRS16			(429)					(429)
Valore al 01.01.2019	**1.909**	**742**	**169**	**110**	**80**	**102**	**319**	**3.431**
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	616							**616**
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	42							**42**
Accantonamenti	39	174	76	40		17	391	**737**
Utilizzi a fronte oneri	(53)	(162)	(50)	(30)	(7)		(48)	**(350)**
Utilizzi per esuberanza	(6)	(11)		(47)	(22)		(19)	**(105)**
Altre variazioni			(62)					**(62)**
Valore al 31.12.2019	**2.547**	**743**	**133**	**73**	**51**	**119**	**643**	**4.309**

84573/135

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €2.547 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.473 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il -0,27% e il 1,734%; il periodo previsto degli esborsi è 2020-2057; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€17 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €743 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€332 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€150 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€137 milioni), negli impianti di raffinazione (€24 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€55 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €133 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi per contenziosi di €73 milioni 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 esodi e mobilità lunga di €51 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. In particolare, con riferimento al piano di mobilità 2010-2011, è inclusa la stima degli oneri a carico Eni derivanti dall'allungamento del periodo di raggiungimento dei requisiti pensionistici introdotto dall'art. 24 del DL 201/2011 convertito con modifiche in legge 214/2011. Il fondo si riduce per effetto della progressiva inclusione degli ex dipendenti nell'ambito dei provvedimenti normativi (cd. salvaguardie) che consentono il raggiungimento dei requisiti pensionistici con le regole precedenti a quelle introdotte dalla legge 214/2011 e per le successive disposizioni intervenute in materia pensionistica, previste dal DL 4/2019 convertito con modifiche in legge 26/2019 ("Pensione quota 100"; sospensione fino al 2026 degli incrementi speranza di vita dei requisiti della pensione anticipata).

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €119 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €643 milioni comprendono essenzialmente: (i) fondo copertura perdite per oneri relativi alla partecipazione in Raffineria di Gela SpA (€64 milioni); (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€47 milioni); (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€36 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€17 milioni); (v) oneri connessi alla stima di indennizzi da corrispondere ai proprietari di terreni e fabbricati adiacenti a installazioni produttive a seguito di eventi incidentali (€16 milioni).

84573|736

22 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Piani a benefici definiti:		
- TFR	167	169
- Piani esteri a benefici definiti	2	3
- Fisde e altri	90	72
	259	**244**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	117	126
	376	**370**

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €117 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €104 milioni e i premi di anzianità per €11 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2019						31.12.2018					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**169**	**18**	**72**	**259**	**126**	**385**	**171**	**16**	**67**	**254**	**117**	**371**
Costo corrente		1	1	2	39	41		1	1	2	31	33
Interessi passivi	2		1	3		3	3	1		4		4
Rivalutazioni:	3	3	14	20		20		(3)	7	4	25	29
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche								*(1)*		*(1)*		*(1)*
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	*4*	*1*		*5*		*5*					*24*	*24*
- Effetto dell'esperienza passata	*(1)*	*2*	*14*	*15*		*15*		*(2)*	*7*	*5*	*1*	*6*
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione			5	5		5						
Benefici pagati	(7)		(3)	(10)	(48)	(58)	(5)	(3)	(3)	(11)	(48)	(59)
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti											1	1
Altre variazioni								6		6		6
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**167**	**22**	**90**	**279**	**117**	**396**	**169**	**18**	**72**	**259**	**126**	**385**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**20**		**20**		**20**		**18**		**18**		**18**
Rendimento delle attività a servizio del piano		(1)		(1)		(1)		(2)		(2)		(2)
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*
Benefici pagati								(3)		(3)		(3)
Altre variazioni								6		6		6
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**20**		**20**		**20**		**20**		**20**		**20**
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio		**5**		**5**		**5**						
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		(5)		(5)		(5)		5		5		5
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		**-**		**-**		**-**		**5**		**5**		**5**
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	**167**	**2**	**90**	**259**	**117**	**376**	**169**	**3**	**72**	**244**	**126**	**370**

84573 /737

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti[6], valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2019						
Costo corrente		1	1	2	39	41
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione			5	5		5
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*2*		*1*	*3*		*3*
Totale interessi passivi (attivi) netti	2		1	3		3
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"						
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*		*1*	*3*		*3*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine						
Totale	**2**	**1**	**7**	**10**	**39**	**49**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*1*	*6*	*7*	*39*	*46*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*		*1*	*3*		*3*
2018						
Costo corrente		1	1	2	31	33
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione						
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*3*	1		4		4
Totale interessi passivi (attivi) netti:	3	1		4		4
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"						
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*3*	*1*		*4*		*4*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					25	25
Totale	**3**	**2**	**1**	**6**	**56**	**62**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	1	2	56	58
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	1		4		4

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

	2019				2018			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(1)		(1)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	4	1		5				
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	2	14	15		(2)	7	5
- Rendimento delle attività a servizio del piano		1		1		2		2
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		(5)		(5)		5		5
	3	**(1)**	**14**	**16**		**4**	**7**	**11**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	20	20
	20	20

(6) L'ammontare delle passività relative agli impegni di Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato sulla base delle contribuzioni operate dall'azienda.

84573 1-138

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(%)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2019					
Tassi di sconto	(%)	0,7	0,5 - 1,2	0,7	0,0 - 1,2
Tasso di inflazione	(%)	0,7	0,5 - 1,5	0,7	0,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2018					
Tassi di sconto	(%)	1,5	1,5	1,5	0,2 - 1,5
Tasso di inflazione	(%)	1,5	1,5	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
(€ milioni)	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2019					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(7)	7	5		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(6)	7			6
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	1	1		
31.12.2018					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(8)	7	5		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(5)	5		4	6
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(1)	2	...		

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €52 milioni, di cui €15 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2019					
2020		10	...	5	37
2021		10	...	4	36
2022		8	...	4	34
2023		7	...	4	1
2024		10	...	4	1
Oltre il 2024		122	...	69	6
Durata media ponderata	**anni**	**8,9**	**7,0**	**14,5**	**2,7**
31.12.2018					
2019		9	...	4	48
2020		9	...	3	36
2021		11	...	3	36
2022		9	...	3	1
2023		8	...	3	1
Oltre il 2023		123	...	56	5
Durata media ponderata	**anni**	**9,2**	**8,0**	**14,2**	**2,5**

84573 | 739

26 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31.12.2019 Fair value attivo	31.12.2019 Fair value passivo	31.12.2018 Fair value attivo	31.12.2018 Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
Contratti su valute				
- Currency swap	105	50	107	58
- Outright	13	13	10	10
- Interest currency swap	26	23	85	83
	144	**86**	**202**	**151**
Contratti su interessi				
- Interest rate swap	46	46	23	23
	46	**46**	**23**	**23**
Contratti su merci				
- Over the counter	896	718	495	543
- Future	4	3	7	5
- Altri	12		1	5
	912	**721**	**503**	**553**
	1.102	**853**	**728**	**727**
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	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

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
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 ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity – linked cash – settled non diluitivo. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Passività finanziarie.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019 Valore nominale dello strumento di copertura	31.12.2019 Variazione fair value efficace	31.12.2019 Variazione fair value inefficace	31.12.2018 Valore nominale dello strumento di copertura	31.12.2018 Variazione fair value efficace	31.12.2018 Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci	**3.566**	**(1.556)**	**7**	2.942	386	(3)

84573 | 740

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Variazione cumulata di valore dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione cumulata di valore dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- **Vendite programmate**	1.529	(682)	(753)	(378)	85	549

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base. 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.
Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura; pertanto in queste fattispecie la relazione di copertura non soddisfa più gli obiettivi di risk management definiti e ove opportuno sono attivate le operazione di ribilanciamento della copertura.
In particolare, con riferimento all'esercizio 2019, la variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura imputata nella riserva cash flow hedge ammonta complessivamente a €767 milioni (negativi) derivante dalla variazione di fair value considerata efficace (€1.556 milioni) ridotta degli effetti del relativo rigiro a conto economico (€753 milioni) e nelle voci di magazzino, a rettifica dei costi di acquisto delle merci oggetto di copertura (€36 milioni). Al 31 dicembre 2019 la riserva cash flow hedge negativa ammonta complessivamente a €682 milioni; il movimento della riserva cash flow hedge è indicato alla nota n. 26 – Patrimonio netto.
L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€1.902 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €21 milioni nel corso del 2019) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€1.844 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Di seguito sono indicati gli effetti economici relativi alla gestione degli strumenti finanziari derivati:

Effetti rilevati tra gli Altri proventi (oneri) operativi

(€ milioni)	2019	2018
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	105	116
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	7	(3)
	112	113

Gli altri proventi operativi netti di €112 milioni (proventi operativi netti di €113 milioni al 31 dicembre 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 milioni).

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018
Strumenti finanziari derivati su valute	(4)	(98)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(1)	1
	(5)	(97)

Gli oneri finanziari netti su strumenti finanziari derivati di €5 milioni (oneri netti per €97 milioni nel 2018) comprendono la valutazione al fair value degli 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 e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

35 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni (€1 milione nel 2018) si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

36 Patrimonio netto

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

84573/742

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2019, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 61.635.679 azioni, pari all' 1,70%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.478.818.036 azioni, pari al 68,20%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 C.C.

Azioni proprie acquistate

Il 14 maggio 2019, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere, entro 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto massimo di n. 67.000.000 azioni ordinarie della Società, rappresentative dell'1,84% circa del capitale, per un esborso complessivo fino a €1.200 milioni. In esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2019 sono state acquistate n. 28.590.482 azioni (pari allo 0,79% del capitale sociale) per un controvalore complessivo di €400 milioni(2). Al 31 dicembre 2019, le azioni proprie acquistate ammontano a €981 milioni (€581 milioni 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 e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

Riserva azioni proprie in portafoglio

La riserva azioni proprie in portafoglio di €981 milioni (€581 milioni 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. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva negativa di €484 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

	Derivati di copertura Cash flow hedge		
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2018	**85**	**(24)**	**61**
Variazione dell'esercizio	(1.556)	450	(1.106)
Rigiro a conto economico	753	(218)	535
Rigiro a rettifica Rimanenze	36	(10)	26
Riserva al 31 dicembre 2019	**(682)**	**198**	**(484)**

(2) L'importo all'euro è 399.999.994,58.

84573/743

Riserva fair value partecipazioni minoritarie

La riserva fair value partecipazioni minoritarie, negativa per €4 milioni, riguarda essenzialmente la valutazione al fair value della partecipazione in BANCA UBAE SPA.

La riserva è disponibile per la copertura perdite.

Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €50 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva di €311 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva pertanto deriva dal processo di consolidamento proporzionale e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili di €9 milioni riguardano la riserva art. 6 comma 2, D.Lgs. n. 38/2005. La riserva riguarda le 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 valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di €25.086 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €23.930 milioni si decrementa di €210 milioni a seguito essenzialmente dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati e per pari importo vincolati fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio (€400 milioni). La riserva inoltre si incrementa per effetto dall'attribuzione dell'utile 2018 (€190 milioni) in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 14 maggio 2019;
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più SpA, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €14 milioni. Accoglie gli effetti del piano di lungo termine azionario 2017-2019 approvato dall'Assemblea degli azionisti del 13 aprile 2017 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€12 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€2 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

Riguarda per €1.542 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di €0,43 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 comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a € 24,95 miliardi.

84573/744

27 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €115.285 milioni (€101.165 milioni al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Imprese controllate	113.426	98.133
Imprese collegate e joint venture	1.052	1.276
Proprio	700	1.749
Altri	107	7
Totale	**115.285**	**101.165**

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €113.426 milioni riguardano:

- per €44.521 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) e di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni. Le garanzie rilasciate dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.452 milioni ($5.000 milioni), di €8.904 milioni ($10.000 milioni) e di €22.261 milioni ($25.000 milioni) sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui in particolare il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. L'impegno effettivo è pari al valore nominale; per € 8.904 milioni ($10.000 milioni) le due garanzie rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1 e 2;
- per €20.025 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €8.809 milioni;
- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.016 milioni;
- per €6.724 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Gas & Power (€5.387 milioni), Altre attività (€743 milioni), Corporate e società finanziarie (€250 milioni), Refining & Marketing (€221 milioni) e Chimica (€123 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- per €6.527 milioni le garanzie rilasciate a fronte dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della Joint venture ADNOC Global Trading LTD dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi; in particolare per €3.562 milioni la garanzia rilasciata in data 31 luglio 2019 a favore delle società Adnoc, Abu Dhabi Refining Oil Company, ADNOC Global Trading Ltd a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholders Agreement delle società e rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; per €2.965 milioni la garanzia rilasciata in data 27 gennaio 2019 a copertura degli obblighi previsti nello Share Purchase Agreement e rimarrà in essere fino al pagamento della Deferred Consideration (pari a 80 milioni di USD) previsto entro il 31 marzo 2020;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo è di €495 milioni;
- per €3.007 milioni le garanzie rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a € 2.725 milioni;
- per €2.671 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo è di €1.577 milioni;
- per €2.486 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €1.357 milioni;
- per €1.781 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €1.247 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €772 milioni;
- per €258 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Versalis France SAS. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- per €35 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas

84573/745

nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €30 milioni;
- per €20 milioni le garanzie rilasciate a imprese assicuratrici nell'interesse di Eni Insurance DAC a fronte dei contratti di riassicurazione a favore delle imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €1.052 milioni riguardano essenzialmente:
- per €499 milioni la garanzia prestata alla Treno Alta Velocità – TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV Uno (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, 50,36% Gruppo Saipem). La riduzione dell'importo è avvenuta in seguito all'esito positivo del collaudo dei lotti da 1 a 4; in corso l'attività di collaudo per il 5° e ultimo lotto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 risulta azzerato. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato ad Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per €296 milioni la garanzia prestata a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalla Vår Energi (società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), riferita essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- per €181 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €44 milioni;
- per €19 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem e rilasciate antecedentemente alla perdita di controllo della Saipem avvenuta nel 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €700 milioni riguardano essenzialmente:
- per €698 milioni le manleve a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Impegni	134	136
Rischi	422	414
	556	550

Gli impegni di €134 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla regione Sicilia per il porto di Gela (16 milioni), dalla riqualificazione territoriale Comune di Taranto (4 milioni) e dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31 dicembre 2019 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €114 milioni (€65 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €2 milioni come impegno economico).
I rischi di €422 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:
- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del

84573 /746

settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Eni Rewind SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "beneficiation" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA – 100% Eni Rewind SpA). Al 31 dicembre 2018 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri il:
- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi finanziari[8]

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

RISCHIO DI MERCATO

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

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile ad operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario la cui attività è svolta da Eni Trading & Shipping ed è segregata rispetto alle altre operatività soggetta a specifiche azioni di controllo e monitoraggio.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di: (i) stop loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale; (ii) soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e (iii) Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello

(8) Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nei "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.

84573|747

organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting e dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di soglie di revisione strategia, e di stop loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Gas & LNG Marketing and Power Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

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

RISCHIO MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - COMMODITY

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

84578 | 748

za di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, soglie di revisione strategia e stop loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate da Eni Trading & Shipping in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss).

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

RISCHIO MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per Portafoglio espresso in USD. Nel 2019, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A+/A, entrambi in linea con i valori del 2018.

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

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

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse[a]	3,70	1,17	2,18	1,46	2,47	1,23	1,71	1,45
Tasso di cambio[a]	0,32	0,01	0,08	0,08	0,43	0,02	0,16	0,15

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

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

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[b]	15,98		4,07		11,41		5,33	

(b) Il perimetro consiste nell'unità di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalla area Refining & Marketing e Gas & Power). A partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegne nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GLP nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

84573/149

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DV01)

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica - portafoglio euro[a]	0,37	0,31	0,35	0,33	0,35	0,25	0,29	0,25

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

	2019				2018			
($ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica - portafoglio USD[b]	0,05	0,02	0,04	0,05	0,04	0,01	0,02	0,02

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

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata adottato. Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

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

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'Expected Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. Ratio di Expected Loss) i valori della Probability of Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

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

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

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

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2019 il programma risulta utilizzato per circa €15 miliardi (di cui Eni SpA €13 miliardi).

84573/750

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2019 il rating di Eni non ha subito variazioni.
Nel 2019 sono stati emessi, nell'ambito del Gruppo, bond per un controvalore complessivo di circa €1,6 miliardi, di cui €750 milioni nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes e circa €890 milioni attraverso un'emissione di $1 miliardo sul mercato statunitense e sui mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2019, Eni SpA dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €13.168 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €4.667 milioni, di cui €450 milioni entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

			Anni di scadenza				
(€ milioni)	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
31.12.2019							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.082	2.266	1.243	2.721	1.784	9.315	20.411
Passività finanziarie a breve termine	4.622						4.622
Passività per beni in leasing	321	302	265	247	228	1.284	2.647
Passività per strumenti finanziari derivati	1.486	91	24			62	1.663
	9.511	**2.659**	**1.532**	**2.968**	**2.012**	**10.661**	**29.343**
Interessi su debiti finanziari	480	377	351	342	269	1.101	2.920
Interessi su passività per beni in leasing	80	79	64	55	47	187	512
	560	**456**	**415**	**397**	**316**	**1.288**	**3.432**
			Anni di scadenza				
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	Totale
31.12.2018							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.142	3.290	1.391	1.243	2.703	9.415	21.184
Passività finanziarie a breve termine	4.435						4.435
Passività per strumenti finanziari derivati	763	74	36	21		29	923
	8.340	**3.364**	**1.427**	**1.264**	**2.703**	**9.444**	**26.542**
Interessi su debiti finanziari	528	433	330	304	294	1.068	2.957
Garanzie finanziarie	62						62

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

		Anni di scadenza		
(€ milioni)	2020	2021-2024	Oltre	Totale
31.12.2019				
Debiti commerciali	4.710			4.710
Altri debiti e anticipi	835	83	24	942
	5.545	**83**	**24**	**5.652**
		Anni di scadenza		
	2019	2020-2023	Oltre	Totale
31.12.2018				
Debiti commerciali	4.972			4.972
Altri debiti e anticipi	660	28	26	714
	5.632	**28**	**26**	**5.686**

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI[9]

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(9) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 23 – Fondi per benefici ai dipendenti.

84573 | 751

		Anni di scadenza					
(€ milioni)	Totale	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	**3.379**	**41**	**35**	**60**	**58**	**78**	**3.107**
Costi relativi a fondi ambientali	**733**	**164**	**135**	**127**	**74**	**40**	**193**
Impegni di acquisto[b]	**115.611**	**7.340**	**8.767**	**8.723**	**8.885**	**9.054**	**72.842**
- Gas							
Take-or-pay	110.357	5.997	8.009	8.025	8.225	8.494	71.607
Ship-or-pay	4.833	1.234	701	637	603	523	1.135
- Altri impegni di acquisto	421	109	57	61	57	37	100
Altri impegni, di cui:	**134**	**7**	**1**				**126**
Memorandum di intenti Val d'Agri	114	7	1				106
Altri	20						20
Totale	**119.857**	**7.552**	**8.938**	**8.910**	**9.017**	**9.172**	**76.268**

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si prezume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(b) Riguardano impegni di acquisto di beni o servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva delle joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4,9 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

		Anni di scadenza				
(€ milioni)	Totale	2020	2021	2022	2023	Oltre
Impegni per progetti committed	1.838	623	543	404	113	155

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2019			2018		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari derivati:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura[a]	249	100		1	19	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH[b]	(761)	7	(767)	154	(3)	(163)
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli[c]	6.230	117		6.100	33	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	18			18		(4)
- Altre imprese disponibili per la vendita	...			...		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	4.981	(57)		5.574		
- Crediti finanziari[e]	8.862	311		4.644	379	
- Debiti commerciali e altri debiti[d]	(5.545)	(30)		(5.632)	(60)	
- Debiti finanziari[e]	(24.943)	(616)		(25.683)	(613)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €105 milioni di proventi (proventi per €116 milioni nel 2018) e nel "Proventi (oneri) finanziari" per €5 milioni di oneri (oneri per €97 milioni nel 2018).
(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi".
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €63 milioni di oneri (oneri per €26 milioni nel 2018) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €6 milioni di proventi (proventi per €27 milioni nel 2018).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

84573|752

Informazioni sulle valutazioni al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

(a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
(b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
(c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2019 di Eni SpA sono classificate:

	2019			2018		
(€ milioni)	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie destinate al trading	5.689	541		5.910	190	
Rimanenze - Certificati bianchi	13			13		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		998			641	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		38			245	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			18			18
Altre attività finanziarie - Titoli	20			20		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		115			108	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge					84	
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		757			601	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		729			162	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		107			147	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		70			13	

Nel corso dell'esercizio 2019 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salvo diversa indicazione, non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2019, a fronte di 5,95 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,92 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,03 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.

84573|753

33 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Prodotti Petroliferi	14.374	14.956
Gas naturale	8.577	10.568
Energia elettrica e utility	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
	28.492	31.795
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	4	
	28.496	31.795

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esisitenti all'inizio dell'esercizio[a]	107	131
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precendenti	10	13
	117	144

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2019	2018
Accise su prodotti petroliferi	(8.793)	(8.663)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(2.052)	(1.876)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(362)	(426)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(259)	(226)
Ricavi operativi relativi a permute greggi	(145)	(123)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(7)	(7)
	(11.618)	(11.371)

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2019	2018
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	11	17
Locazioni, affitti e noleggi	55	57
Proventi per attività in joint venture	41	37
Indennizzi	103	20
Altri proventi	220	200
	430	331

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

84573 754

29 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2019	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	22.059	24.004
Costi per servizi	4.901	5.282
Costi per godimento di beni di terzi	305	490
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	572	492
Variazioni rimanenze	(550)	120
Altri oneri	248	234
	27.535	**30.622**

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2019	2018
Materie prime, sussidiarie	9.051	8.845
Gas naturale	8.563	10.315
Prodotti	3.728	3.862
Semilavorati	498	863
Materiali e materie di consumo	418	309
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(178)	(179)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(21)	(11)
	22.059	**24.004**

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2019	2018
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.477	1.820
Progettazione e direzione lavori	727	605
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	431	556
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	408	461
Manutenzioni	390	354
Trasporti e movimentazioni	311	311
Consulenze e prestazioni professionali	252	234
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	216	221
Costi di vendita diversi	186	159
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	143	145
Viaggi, missioni e altri	132	120
Servizi di modulazione e stoccaggio	99	83
Postali, telefoniche e ponti radio	88	81
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	73	80
Compensi di lavorazione	44	21
Altri	850	863
	5.827	**6.115**
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(701)	(640)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(225)	(193)
	4.901	**5.282**

84573/755

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale sono rilevati a conto economico e ammontano a €128 milioni.
I costi per godimento beni di terzi di €305 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €163 milioni (€161 milioni al 31 dicembre 2018).
Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €572 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 22 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €248 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€114 milioni); (ii) gli oneri addebitati dal GSE – Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonali, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€45 milioni).
Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

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

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 23 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2019	2018
Dirigenti	626	625
Quadri	4.466	4.328
Impiegati	5.874	5.678
Operai	998	1.055
	11.964	**11.686**

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

84573 | 756

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano. Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 prevede tre attribuzioni di azioni ordinarie negli anni 2017, 2018 e 2019 ed è destinato all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. Il Piano prevede l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group")[10] rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento[11]; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite: (i) nel 2017, n. 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €7,99 per azione; (ii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €11,73 per azione; (iii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €9,88 per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dal piano (metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€13,714, per l'attribuzione 2019; €14,246, per l'attribuzione 2018; €13,81 per l'attribuzione 2017), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (ca. 6,1% per l'attribuzione 2019 e ca. 5,8% per le attribuzioni 2017 e 2018 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (ca. 19% per l'attribuzione 2019; ca. 20% per l'attribuzione 2018; ca. 25% per l'attribuzione 2017), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017, 2018 e 2019, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della Società, ammontano a €7,8 milioni (€4,3 milioni nel 2018) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €48 milioni e €35 milioni rispettivamente per il 2019 e il 2018 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Salari e stipendi	25	24
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	11	9
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	10	
	48	35

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €9,2 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €374 mila (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

(10) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.
(11) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd. market condition.

84573 | 757

30 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	1.625	1.616
Oneri finanziari	(2.016)	(1.879)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	117	33
	(274)	**(230)**
Strumenti finanziari derivati	(5)	(97)
	(279)	**(327)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(510)	(459)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(80)	(69)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(81)	
Interessi attivi su depositi e c/c	9	4
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	117	33
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	86	45
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(10)	(12)
	(469)	**(458)**
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.207	1.270
Differenze attive da valutazione	165	142
Differenze passive realizzate	(1.071)	(1.037)
Differenze passive da valutazione	(260)	(267)
	41	**108**
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[a]	(42)	(42)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	125	114
Commissioni per servizi finanziari	24	35
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(3)	(4)
Altri proventi	9	6
Altri oneri	(22)	(19)
	91	**90**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	63	30
	(274)	**(230)**

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

Gli strumenti finanziari derivati, negativi di €5 milioni, sono indicati alla nota n. 24 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

84573/758

39 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	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)
	5.677	**3.689**

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Dividendi		
Eni International BV	6.097	3.716
Eni Investment 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 Co 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**

84573 | 759

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	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
	1.302	**1.234**
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	64	5
	64	**5**
Totale oneri	**1.366**	**1.239**

32 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	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 joint operation	1	(3)
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation		6
Totale imposte sul reddito joint operation	**1**	**3**
	(390)	**(3)**

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 17 – Attività per imposte anticipate.

L'ultimo esercizio definito ai fini fiscali è il 2014.

84573 760

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

		2019			2018	
(€ milioni)		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	3.368	24,00%	808	3.176	24,00%	762
Differenza tra valore e costi della produzione	(2.030)	4,96%		(186)	5,00%	
Aliquota teorica		**24,00%**			**24,00%**	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-44,97%			-34,82%	
- perdite fiscali società consolidate		-1,87%			-1,70%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		6,74%			9,32%	
- svalutazione anticipate		23,57%			3,12%	
- perdita fiscale per imposte passati esercizi		2,94%				
- altre variazioni		1,17%			0,17%	
Aliquota effettiva		**11,58%**			**0,09%**	

16/1 Esplorazione e valutazione di risorse Oil & Gas

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative alla Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:		
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	18	24
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	**18**	**24**
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	**293**	**287**

17/1 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

(a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;

(b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosieguo;

(c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. Tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;

(d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2019 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€1 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€6 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€21 milioni).

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

84573/161

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2019

		31.12.2019					2019		
Denominazione	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi[(a)]	Ricavi[(b)]	Derivati su commodity
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV		3				14.021		8	
Agip Karachaganak BV		7	1			3.077	1	16	
Ecofuel SpA		5	15			9	193	3	
Eni Abu Dhabi BV		10	1			44.522	2	18	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV						6.527			
Eni AEP Ltd						109			
Eni Algeria Exploration BV		13				79		14	
Eni Angola SpA		32				3.048		64	
Eni Austria GmbH		11				15		148	
Eni Congo SA		25						58	
Eni Deutschland GmbH		158	10			5	113	523	
Eni France Sàrl		2				52		18	
Eni Fuel SpA		281	49			30	8	980	
Eni Gas & Power France SA		160				72		738	
Eni gas e luce SpA		420	173	181	81	612	4	1.915	142
Eni Insurance Designated Activity Company		1	4			75	34	104	
Eni International BV		1				178		1	
Eni Lasmo PLC						576			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		34	28			13	232	115	
Eni México S. de RL de CV		19	2			194	(2)	51	
Eni Mozambico SpA		2				127		4	
Eni Mozambique Engineering Ltd		3	15				104	12	
Eni Muara Bakau BV		57	68				224	15	
Eni North Africa BV		15	13			65	225	29	
Eni Pakistan (M) Limited Sàrl						53			
Eni Petroleum US Llc						258			
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)		29	175			807	366	47	
Eni Suisse SA		13	2				22	161	
Eni Trading & Shipping Inc						604			
Eni Trading & Shipping SpA		1.068	1.791	757	1.446	3.914	9.476	3.925	(1.639)
Eni ULX Ltd						279			
Eni US Operating Co Inc						706	1	1	
Eni USA Gas Marketing Llc						1.285			
Eni Venezuela BV		3					79	25	
EniPower Mantova SpA		4	21			6	87	13	
EniPower SpA		52	83			12	361	86	
EniProgetti SpA		18	93			7	140	21	
EniServizi SpA		19	29			15	145	34	
Ieoc Production BV		40	3			2	3	80	
Nigerian Agip Oil Company Ltd		26				73	1	353	
Raffineria di Gela SpA		9	16			143	51	22	
Serfactoring SpA		1	53				1	2	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		15	11				292	44	
Versalis France SAS						94			
Versalis SpA		164	50	2	1	269	113	737	2
Altre*		183	77	40	41	421	218	391	
		2.903	**2.783**	**980**	**1.569**	**82.354**	**12.494**	**10.536**	**(1.495)**

84573 762

	31.12.2019					2019		
Denominazione (€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi[a]	Ricavi[b]	Derivati su commodity
Imprese collegate e joint venture								
Angola LNG Supply Services LLC					181			
Coral FLNG SA	15						70	
Gruppo Saipem	2	13			510	24	6	
Società EniPower Ferrara Srl	3	31			5	111	10	
Unión Fenosa Gas SA					57		1	
Vår Energi AS	17	8			296	79	30	
Altre[*]	4	8			3	53	26	
	41	**60**			**1.052**	**267**	**143**	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	5	12				71	79	
Gruppo Snam	271	224				1.208	51	
GSE - Gestore Servizi Elettrici	23	17				407	535	
Terna SpA	21	12	2	1		60	20	17
Altre imprese a controllo statale[*]	8	7				14	11	
	328	**272**	**2**	**1**		**1.759**	**697**	**17**
Fondi pensione e fondazioni		**2**				**28**		
	3.272	**3.117**	**982**	**1.570**	**83.406**	**14.548**	**11.376**	**(1.478)**

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

84573 /763

Esercizio 2018

Denominazione (€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi[a]	Ricavi[b]	Derivati su commodity
	31.12.2018					2018		
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	2				13.746		6	
Agip Karachaganak BV	4	1			3.016	1	14	
Agip Oil Ecuador BV	1				135		3	
Ecofuel Spa	6	16			8	200	3	
Eni Abu Dhabi BV	9	1			34.918	1	10	
Eni AEP Ltd					102			
Eni Algeria Exploration BV	2				65		4	
Eni Angola SpA	33				2.988		49	
Eni Austria GmbH	11				12		134	
Eni Congo SA	30						56	
Eni Deutschland GmbH	42	9			23	104	750	
Eni Finance International SA	2		84	41			4	
Eni France Sàrl	3				55	38	14	
Eni Fuel SpA	268	44			32	10	1.257	
Eni Gas & Power France SA	215				79		845	
Eni gas e luce SpA	480	189	62	43	544	(27)	1.885	22
Eni Insurance Designated Activity Company	98	1			174	24	21	
Eni International BV	1				175		3	
Eni Lasmo PLC					565			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	23	34			6	265	108	
Eni México S. de RL de CV	22	2			262	1	50	
Eni Mozambique Engineering Ltd	6	22				112	17	
Eni Muara Bakau BV	12	34				382	14	
Eni Norge AS						116	32	
Eni North Africa BV	17	22			64	260	30	
Eni Pakistan (M) Limited Sàrl					52			
Eni Petroleum US Llc					253			
Eni Suisse SA	12					15	160	
Eni Trading & Shipping SpA	1.102	1.313	772	680	4.270	9.379	4.906	460
Eni Trading & Shipping Inc					533			
Eni ULX Ltd					221			
Eni US Operating Co Inc					692		2	
Eni USA Gas Marketing Llc					1.260			
EniPower Mantova SpA	5	51			6	138	18	
EniPower SpA	35	213			13	433	75	
EniProgetti SpA	18	92			7	135	22	
EniServizi SpA	15	26			10	136	39	
Floaters SpA	1	18			2	55	3	
Ieoc Exploration BV	39	4				1	93	
LNG Shipping SpA	5	5			6	60	3	
Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd	15				72		45	
Raffineria di Gela SpA	3	4			143	28	15	
Syndial SpA	25	165			755	356	43	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	19	81				376	59	
Versalis France SAS					94			
Versalis SpA	178	63	3		608	156	860	16
Altre*	147	99	1		410	160	374	
	2.906	**2.509**	**922**	**764**	**66.376**	**12.915**	**12.526**	**498**

84573/766

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	2018 Costi[a]	Ricavi[b]	Derivati su commodity
Imprese collegate e joint venture								
Angola LNG Supply Services LLC					177			
Coral FLNG SA	13						62	
Gruppo Saipem	6	20			793	86	6	
Società EniPower Ferrara Srl	4	45			10	113	17	
Unión Fenosa Gas SA					57		123	
Vår Energi AS	11	11			218			
Altre[*]	17	5			1	52	22	
	51	**81**			**1.256**	**251**	**230**	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	7	5				68	92	
Gruppo Snam	234	284				1.183	106	
Gruppo Terna	7	9				57	17	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	60	79				477	535	
Altre imprese a controllo statale[*]	20	10				16	34	
	328	**387**				**1.801**	**784**	**8**
Fondi pensione e fondazioni		2				29		
	3.285	2.979	922	764	67.632	14.996	13.540	506

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

84573 765

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Austria GmbH ed Eni Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni gas e luce SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA,) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Unión Fenosa Gas SA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni gas e luce SpA, EniPower SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA ed Eni Mozambique Engineering Ltd;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sàrl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Coral FLNG SA, Ieoc Production BV, Eni Angola SpA, Eni Mexico S. De R.L., Nigerian Agip Oil Co Ltd, Eni Congo SA, EniProgetti SpA, Eni North Africa BV, Vår Energi AS, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA ed Eni Us Operating Co) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla Società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello Stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi relativi all'utilizzo del mezzo navale Firenze FPSO da Floaters SpA attualmente in stand-by presso la banchina del porto di Dubai;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da EniPower SpA e di energia elettrica da EniPower Mantova SpA e Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione dal Gruppo Saipem;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di tolling con le società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- il contratto di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA rilevato sulla base delle disposizioni dell'IFRS16.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance Designated Activity Company). In particolare i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity.

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

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas e l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica con il Gruppo Enel
- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali e la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/12;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna.
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici.

84573/760

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2019

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019 Crediti	Debiti	Garanzie	2019 Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
Banque Eni SA	93					1
Eni Angola SpA	180				1	
Eni Australia Limited	70	71				
Eni Finance International SA	6.303	720	26.738	32	157	8
Eni Finance USA Inc			3.287		1	
Eni gas e luce SpA	163	240			13	
Eni Hewett Limited			75			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	200	80			1	
Eni North Africa BV		55				
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	2	1.816	39		8	
Eni Trading & Shipping Inc		20	76			
Eni Trading & Shipping SpA	280	1.193	791	1	32	(3)
EniPower Mantova SpA	4	417		14		
EniPower SpA		1.469		27	2	
EniProgetti SpA	90	17			1	
LNG Shipping SpA		296		3	1	
Raffineria di Gela SpA	296	115		4	2	
Serfactoring SpA	192	27			1	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		84			1	1
Versalis SpA	917	3	21		5	
Altre(*)	110	194	45		18	2
	8.900	**6.817**	**31.072**	**81**	**244**	**9**
Imprese collegate e joint venture						
Altre(*)	49	12			1	
	49	**12**			**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre imprese a controllo statale(*)		8				
		8				
	8.949	**6.837**	**31.072**	**81**	**245**	**9**

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

84573|767

Esercizio 2018

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018 Crediti	Debiti	Garanzie	2018 Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate							
Banque Eni SA		493					3
Eni Adfin SpA (in liquidazione)			203				
Eni Finance International SA		2.629	514	26.665	18	108	188
Eni Finance USA Inc				3.231		1	
Eni gas e luce SpA		382	179			20	
Eni Hewett Ltd				74			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		165	8			1	
Eni Trading & Shipping SpA		232	960	1.603		29	
Eni Trading & Shipping Inc			8	23			
EniPower SpA			279				
EniProgetti SpA		85	11				
LNG Shipping SpA			229				
Raffineria di Gela SpA		228				1	
Serfactoring SpA		146	21			1	
Syndial SpA		1	1.931	39		4	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		84	7			2	
Versalis SpA		506	20	15		4	5
Altre(*)		119	350	57	1	10	15
		5.070	**4.720**	**31.757**	**19**	**181**	**211**
Imprese collegate e joint venture							
Società EniPower Ferrara Srl		62	4			1	
Altre(*)		12	15	20		6	
		74	**19**	**20**		**7**	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale(*)			8				
			8				
		5.144	**4.747**	**31.777**	**19**	**188**	**211**

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

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.
I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.
I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.
Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

84573/768

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

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

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	4.752	111	2,34	9.654	503	5,21
Altre attività finanziarie (correnti)	4.693	4.689	99,91	2.689	2.686	99,89
Crediti commerciali e altri crediti	4.981	2.982	59,87	5.574	3.123	56,03
Altre Attività (correnti)	1.532	994	64,88	1.217	791	65,00
Altre Attività finanziarie (non correnti)	4.169	4.149	99,52	1.975	1.954	98,94
Altre Attività (non correnti)	522	279	53,45	487	294	60,37
Passività finanziarie a breve termine	4.622	4.413	95,48	4.435	4.234	95,47
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.081	1	n.s.	3.178	7	n.s.
Quote a breve di passività per leasing a lungo termine	337	161	47,77			
Debiti commerciali e altri debiti	5.545	3.082	55,58	5.632	2.901	51,51
Altre passività (correnti)	3.065	1.453	47,41	2.235	700	31,32
Passività finanziarie a lungo termine	17.240	719	4,17	18.070	506	2,80
Passività per leasing a lungo termine	2.320	1.544	66,55			
Altre passività (non correnti)	748	152	20,32	787	142	18,04

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

	2019			2018		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	28.496	11.077	38,87	31.795	13.296	41,82
Altri ricavi e proventi	430	186	43,26	331	127	38,37
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	27.535	14.433	52,42	30.622	14.876	48,58
Altri proventi (oneri) operativi	112	(1.478)	n.s.	113	506	n.s.
Proventi finanziari	1.625	245	15,08	1.616	188	11,63
Oneri finanziari	2.016	81	4,02	1.879	19	1,01
Strumenti finanziari derivati	(5)	9	n.s.	(97)	211	n.s.

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

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi e proventi	11.588	14.282
Costi e oneri	(16.176)	(14.961)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(47)	(229)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	942	(53)
Interessi	157	151
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(3.536)**	**(810)**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(54)	(59)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	2	(14)
Variazione crediti finanziari	(4.235)	2.676
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(4.287)**	**2.603**
Variazione debiti finanziari	386	444
Rimborsi di passività per leasing	(146)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**240**	**444**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(7.583)**	**2.237**

84573 | 769

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

	2019			2018		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	6.465	(3.536)	n.s.	4.913	(810)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.885)	(4.287)	n.s.	820	2.603	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(4.482)	240	n.s.	(2.293)	444	n.s.

35 Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri.
In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.
Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa[12].
L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2019, anche tramite una pluralità di atti.
Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei	5.750.060
Fondazione Teatro alla Scala	3.082.352
Eni Foundation	732.661
Fondazione Giorgio Cini	500.000
WEF - World Economic Forum	264.085
Medici con l'Africa (CUAMM Onlus)	263.308
Monastero delle Clarisse di S. Maria Maddalena in Matelica	200.000
Associazione L'altra Napoli	95.000
Council on Foreign Relations	92.437
Atlantic Council of the United States, Inc.	84.034
World Business Council for Sustainable Development	74.824
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	52.957
Bruegel	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Aspen Institute Italia	35.000
italiadecide	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
Center For Strategic & International Studies	29.412
Foreign Policy Association - USA	22.065
The Metropolitan Museum of Art	22.065
Associazione CIVITA	22.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Human Foundation	20.000
Global Reporting Initiative	20.000
Comune Collesalvetti	15.000
Associazione Canoa Club Livorno	15.000
A.S.D Polisportiva G.S. Rodano	10.000

(12) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

84573/760

36 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano oneri e proventi non ricorrenti per l'anno 2019.

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

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

38 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per i fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio si rinvia, per quanto applicabile all'Eni SpA, alla nota n. 41 "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" del bilancio consolidato.

84573|771

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,
Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019 di Eni SpA che chiude con l'utile di 2.977.726.123,99 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 2.977.726.123,99 euro, 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:
- alla riserva di cui all'art.6, comma 2, del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, quanto a 856.000 euro;
- 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 dividendo 2019 di 0,43 euro sarà effettuato il 20 maggio 2020, con data di stacco il 18 maggio 2020 e "record date" il 19 maggio 2020.

27 febbraio 2020

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente
Emma Marcegaglia

F.to MARCEGAGLIA EMMA
F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

84573/172

"RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI AI SENSI DELL'ART. 153 D.LGS. 58/98 E DELL'ART. 2429 C.C."

Signori Azionisti,

la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale composto da Rosalba Casiraghi, Presidente, Paola Camagni, Enrico Maria Bignami, Andrea Parolini e Marco Seracini, Sindaci effettivi, nominati dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 13 aprile 2017 per il triennio 2017-2018-2019, il cui mandato scade con la prossima Assemblea del 13 maggio 2020.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi contenuti nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Autodisciplina. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui

competono ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, così come modificato dal D.Lgs.17 luglio 2016, n.135.

Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto delle attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

Attività di vigilanza sull'osservanza delle norme di legge, regolamentari e statutarie

Nel corso dell'esercizio 2019, il Collegio si è complessivamente riunito 23 volte, sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di un Sindaco ad una singola riunione. Il Collegio ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione. Inoltre nel 2019 il Sindaco Marco Seracini ha effettuato n° 4 attività individuali di controllo, di cui ha successivamente riferito al Collegio, nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'Internal Audit ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla successiva sezione "*Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione*

dei rischi e del sistema amministrativo contabile" (qui di seguito anche le "Segnalazioni"). Inoltre, il Collegio Sindacale nel corso dell'esercizio 2019: i) ha partecipato nella sua interezza o per il tramite del Presidente o di suoi delegati, a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza; ii) ha partecipato, nell'ambito delle specifiche iniziative di induction e formazione svolte per il Collegio Sindacale e per il Consiglio di Amministrazione, al *field trip* presso la società ADNOC Refining, ad Abu Dhabi, nella quale Eni ha acquisito una partecipazione del 20% nell'ambito di una più vasta strategia di ingresso nei settori upstream e downstream nell'area geografica. Inoltre, in attuazione della raccomandazione contenuta nella Comunicazione Consob del 20 febbraio 1997 che prevede la figura del "Sindaco di Gruppo", ripresa anche dalle "*Norme di comportamento del collegio sindacale di società quotate*", alcuni Sindaci di Eni SpA sono presenti nei Collegi Sindacali di società controllate ed a controllo congiunto.

In tale ambito il Collegio:

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del luglio 2018 cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione del 14 febbraio 2019. Il Collegio ha altresì verificato la corretta

84573 /775

applicazione dei criteri e delle procedure adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;

- ha valutato positivamente le modifiche proposte al Codice Etico che aggiorna i principi valoriali di Eni allineandoli alla nuova mission della società e collegandoli ai singoli Sustainable Development Goals (SDGs) adottati dalle Nazioni Unite con l'obiettivo di fornire una guida alle persone Eni per orientare i propri comportamenti in coerenza con i valori predetti, fra i quali in particolare l'impegno della società verso uno sviluppo sostenibile;
- ha espresso ai sensi dell'art. 2389, c.3, c.c. parere favorevole al Piano di Incentivazione di lungo termine 2020 – 2022 proposto dal Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti del 13 maggio p.v. che include fra i beneficiari l'Amministratore Delegato che sarà nominato a seguito dell'Assemblea predetta.

Autovalutazione ed orientamenti del Collegio Sindacale

Come già avvenuto per gli esercizi precedenti, e secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, il Collegio Sindacale ha condotto un processo di autovalutazione della propria composizione e del proprio operato.

Tale processo, realizzato con il supporto di un consulente esterno (Egon Zehnder) per rafforzarne l'obiettività, ha confermato l'esito

positivo del processo di autovalutazione espresso per l'esercizio precedente circa l'efficacia e l'efficienza dell'azione del Collegio grazie anche alla fluida interazione con l'azione del Consiglio, dei Comitati endoconsiliari e dei Collegi Sindacali delle società controllate. Hanno inoltre contribuito all'efficacia dell'azione del Collegio le iniziative di conoscenza dei singoli business avviate dalla Società. Il Collegio ha altresì svolto i compiti che allo stesso competono quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile e in particolare le specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste a partire dall'esercizio 2017 dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, così come modificato dal D.Lgs.17 luglio 2016, n.135. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state altresì ripercorse e valutate positivamente le attività svolte in tale ruolo.

Inoltre essendo questo Collegio giunto al termine del suo mandato, in coerenza con quanto auspicato dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e in analogia a quanto previsto dal Codice di Autodisciplina per il Consiglio di Amministrazione, ha redatto il documento "*Orientamenti sulla migliore composizione del Collegio Sindacale di Eni SpA*" che sarà eletto dall'Assemblea di maggio 2020, disponibile sul sito aziendale.

Tale documento intende fornire agli Azionisti, una sintesi tratta dall'esperienza del Collegio uscente e dagli esiti dell'autovalutazione

circa i requisiti professionali e personali che, oltre a quelli di legge, si sono rivelati essenziali per consentire al Collegio di Eni l'azione di vigilanza efficace ed efficiente che emerge dal documento di autovalutazione. In linea con quanto raccomandato dalle predette Norme di Comportamento, il documento relativo agli Orientamenti agli Azionisti si conclude con la descrizione dell'impegno richiesto al Collegio nel suo complesso, così da consentire la determinazione di un'adeguata remunerazione del Collegio che verrà nominato per il prossimo triennio.

Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sui rapporti con società controllate o altre parti correlate

Al fine di vigilare sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre ad aver partecipato, come sopra esposto, a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati del Consiglio, il Collegio Sindacale:

- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate: tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni

siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio la società ha acquistato azioni proprie per un controvalore complessivo di 400 milioni di euro in esecuzione della delibera assunta dall'Assemblea del 14 maggio 2019. L'Assemblea in particolare ha deliberato di autorizzare il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 c.c., ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di 67 milioni di azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a 1,2 miliardi di euro, vincolando, a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati e per pari importo, quota parte delle riserve disponibili ovvero degli utili distribuibili, attraverso l'imputazione a specifica riserva indisponibile, fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio. A seguito degli acquisti effettuati nel corso dell'esercizio, considerando le azioni proprie già in portafoglio al 31 dicembre 2019 Eni SpA detiene n. 61.635.679 azioni proprie pari all'1,70% del capitale sociale per un complessivo valore di libro di 981 milioni di euro al quale corrisponde una specifica riserva indisponibile di pari importo;
- ha valutato positivamente la conformità della Management System

84573|779

Guideline (MSG) "*Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate*", emessa il 18 novembre 2010 e da ultimo aggiornata il 4 aprile 2017, ai principi indicati nel regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista, rilevando a questo ultimo proposito le precisazioni che saranno fornite più avanti al punto "*Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile*". Inoltre nella riunione del 16 gennaio 2020, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento, non essendo ancora avvenuta l'emanazione del Regolamento Consob che deve recepire il contenuto della Direttiva UE 2017/828 (c.d. "Direttiva Shareholders' Rights II"). Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione per le operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione

La Società di revisione legale ha rilasciato in data odierna le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio separato e il bilancio consolidato forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni SpA e del gruppo al 31 dicembre 2019, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di legge. Inoltre, la Società di revisione con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella Relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto, acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione legale ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva che il

84573|781

Collegio ha acquisito nella sua qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11. del Regolamento (UE) n. 537/2014. In data odierna il Collegio ha trasmesso tali relazioni al Consiglio di Amministrazione.

Sempre in data odierna la Società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative disclosure contenuti nel Form 20-F che Eni deve depositare presso la SEC quale foreign issuer quotato al NYSE. Sempre nel Form 20-F è contenuta l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del Sarbanes Oxley Act dell'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

In data 19 settembre 2019 la Società di revisione legale ha rilasciato il parere di cui all'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile relativamente all'acconto sui dividendi deliberato dal Consiglio di Amministrazione in pari data.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254 in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità e il revisore ha verificato l'avvenuta predisposizione della dichiarazione di carattere non finanziario rilasciando una *limited assurance* circa la sua conformità a quanto richiesto dal decreto ed agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione dell'informativa medesima.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA ed alle società controllate dalla Società di revisione legale PwC e dai soggetti appartenenti alla sua rete. A PwC non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dalle normative applicabili ad Eni. I servizi consentiti diversi dalla revisione sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale, che ne ha valutato l'adeguatezza alla luce dei criteri previsti dal Regolamento UE 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate da PwC e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 39/2010, pubblicata sul proprio sito internet, nonché della natura e del valore degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza di PwC.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente incontrato i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali ha ricevuto aggiornamenti sull'attività di revisione e sugli esiti delle verifiche effettuate. Nel corso di tali riunioni e dallo scambio

informativo avuto con il revisore legale non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Il Collegio Sindacale e la Società di revisione hanno mantenuto continui scambi informativi con riferimento alle difficoltà operative oggettive che si sono manifestate, nel corso delle fasi conclusive delle attività di revisione, in conseguenza dell'aggravarsi dell'emergenza sanitaria Covid-19. In particolare il Collegio Sindacale ha vigilato sugli impatti collegati alle modalità di lavoro "a distanza" attuate dal Revisore, con il supporto delle strutture aziendali. Nelle sezioni "*Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio*" e "*Fattori di rischio ed incertezza*" della Relazione Finanziaria Annuale sono descritte, per quanto al momento ipotizzabili, le possibili implicazioni della crisi determinata dalla diffusione pandemica del virus Covid-19 e della situazione di eccesso di offerta sul mercato petrolifero.

Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, in particolare mediante:

i) la partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari;

ii) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di

Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi:

iii) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile nelle quali in particolare è stato rappresentato l'aggiornamento della metodologia di calcolo del WACC, utilizzato per la stima del valore recuperabile degli asset secondo quanto previsto dallo IAS 36. L'aggiornamento è coerente con il documento "*Analisi della metodologia di impairment test ai sensi del documento Consob/ISVAP/Banca d'Italia del 3 marzo 2010*" approvato dal Consiglio di Amministrazione il 27 febbraio u.s.:

iv) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze significative e per quelle non significative rilevate sono definite le relative azioni correttive;

v) esame della Relazione annuale del Chief Financial Officer sulla valutazione del Tax Control Framework (TCF) di Eni relativo all'esercizio 2018 - istituito secondo le Linee Guida Fiscali approvate dal Consiglio di Amministrazione che definiscono gli standard di comportamento e controllo volontariamente adottati in materia fiscale - dalla quale emerge che il TCF è efficace e non presenta carenze significative;

vi) l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di

Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione focalizzate sulle seguenti tematiche:

- monitoraggio dei principali rischi aziendali ("Top Risk") ed esiti delle attività di Risk Assessment 2019 del portafoglio complessivo dei rischi Eni sulla base di un processo che ha coinvolto 95 società controllate in 37 Paesi. In particolare è stato fornito un focus sulle principali azioni di monitoraggio e di mitigazione attuate su alcuni Top Risk, tra cui quelli legati a tematiche Paese (instabilità politica e sociale, rischio geopolitico, credit&financing risk e global security risk), il rischio relativo ai Contratti Long Term di GLP, i rischi legati all'evoluzione normativa (rischio regolatorio Gas & Power e normativa HSE) e infine, i rischi legati al *climate change* e al processo di transizione energetica sia in un'ottica operativa di breve termine, sia in una vista strategica di medio/lungo termine. Il Collegio Sindacale è stato altresì informato in merito all'incremento del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent e delle altre commodity rispetto alle previsioni di piano, incluso tra i Top Risk Eni nei primi mesi del 2020 in considerazione dell'emergenza sanitaria del Covid-19 e della situazione di *oversupply* del mercato petrolifero;
- esiti delle analisi "What if" sul rischio Paese, con focus sul rischio security in Libia, e sul rischio connesso a ritardo nell'ottenimento dei permessi da ricevere da parte delle autorità

(cd. "Permitting"), con focus sull'Italia, volte a verificare la capacità di risposta operativa in scenari peggiorativi o particolarmente avversi, nonché la resilienza economico-finanziaria;

- attività evolutive svolte in materia di rischi e specificamente: (i) nuovo modello di scoring per l'"Integrated Country Risk" sul rischio Paese complessivo secondo la specifica valutazione di Eni; (ii) analisi e monitoraggio del digital de-risking con misurazione degli effetti tramite KPI; (iii) metodologia di valutazione quantitativa degli impatti del cyber risk (Cyber Loss Scenario);

vii) l'esame della Relazione annuale sulla Compliance Integrata dalla quale non sono emersi, alla data della presente Relazione, situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il disegno delle MSG relative agli Ambiti di Compliance presidiati;

viii) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit e della Relazione annuale sulle attività svolte dall'Internal Audit: la relazione contiene una rappresentazione del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) di Eni, nel periodo di riferimento, formulata sulla base di quanto emerso dalle attività svolte dalla Direzione Internal Audit e delle principali evoluzioni intervenute nello stesso e fornisce, tra l'altro, anche un'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit. Nell'ambito della Relazione è stata espressa la valutazione sull'idoneità del SCIGR Eni concludendo

che sulla base di quanto rilevato "*non sono emerse situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi di Eni nel suo complesso*";

ix) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri stati): in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla Direzione Affari Legali secondo la sistematicità prevista dalla normativa aziendale;

x) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – come indicato nella precedente sezione "*Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione*" della presente Relazione;

xi) gli scambi informativi con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c.1 e 2, del D.Lgs. 58/98. In tale ambito sono state oggetto di valutazione le analisi effettuate dal management per l'individuazione dei principali rischi strategici, operativi e di *compliance* cui è esposta la società controllata, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate;

xii) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;

xiii) il monitoraggio, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/01, avviati da autorità italiane e straniere (più dettagliatamente descritti nella sezione "Contenziosi" della Relazione Finanziaria Annuale, cui si rinvia) e degli esiti delle relative verifiche interne condotte dalla Società tra cui:

- quello relativo ad un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria, oggetto di indagine da parte della Procura della Repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane. Il processo ha concluso la fase dibattimentale presso la X sezione penale del Tribunale di Milano nei confronti della persona giuridica di Eni SpA, dell'attuale e del precedente Amministratore Delegato, di due funzionari Eni oltrechè di terzi. In relazione a questa vicenda il Collegio Sindacale, insieme all'Organismo di Vigilanza, ha conferito ad un primario studio internazionale indipendente da Eni ed esperto di anticorruzione l'incarico di verificare, sulla base delle informazioni disponibili, eventuali evidenze di comportamenti corruttivi riconducibili ad Eni. Al termine dell'incarico affidato nel 2014 e rinnovato nel 2017 in occasione delle ulteriori informazioni resesi disponibili con la chiusura

delle indagini, come già evidenziato nella Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dello scorso anno, il consulente ha confermato che dalle analisi svolte non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte della Società o ad essa riconducibili;

- il procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Milano nel 2017 nei confronti, oltrechè della persona giuridica di Eni SpA, tra gli altri, dell'ex Chief Development, Operation & Technology Officer Eni, di un altro dipendente Eni e di due ex dipendenti per presunti comportamenti corruttivi posti in essere in Congo nell'individuazione di partner locali in relazione al rinnovo di alcuni titoli minerari negli anni 2013, 2014 e 2015. Con riferimento a tale procedimento, ancora nella fase di indagini preliminari, in data 7 maggio 2018 il Collegio Sindacale ha affidato, congiuntamente con il Comitato Controllo e Rischi e con l'Organismo di Vigilanza, un primo incarico *forensic* per la verifica dei fatti oggetto di indagine. Tale verifica si è conclusa in data 12 aprile 2019 con l'emissione di una Relazione finale che non rileva evidenze di commissioni di reati a danno o a favore di Eni. Tale rapporto è stato inviato alle Autorità inquirenti ed alla Consob in data 20 maggio 2019. Successivamente, da atti notificati dalla Procura di Milano il 26 settembre 2019, trasmessi dalla Società alla Consob il 4 ottobre 2019, è emerso che l'Amministratore Delegato, insieme al coniuge, è oggetto di indagine per "omessa comunicazione di

conflitto di interessi" ex art. 2629 bis del codice civile in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune controllate Eni operanti in Africa, in particolare Eni Congo, 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 della proprietà di una quota della Petroserve Holding BV durante il periodo predetto. I rapporti con la Petro Services Congo, e più in generale con le altre società del gruppo Petroserve che hanno agito quali fornitori con il gruppo Eni, sono stati oggetto di verifica da parte dei consulenti esterni ed indipendenti nel rapporto citato. Tale rapporto, pur evidenziando alcune criticità rilevanti ai fini del sistema di controllo, progressivamente recuperate da successive azioni correttive, non ha riscontrato condotte volte a favorire il gruppo Petroserve e/o a danno di Eni. Con riferimento a tale vicenda il Collegio Sindacale ha assunto le seguenti iniziative di vigilanza di cui è stata assicurata una continua informativa alla Consob:

- ha acquisito la dichiarazione resa dall'Amministratore Delegato nell'ottobre 2019, in Consiglio di Amministrazione, che esclude ogni conoscenza di eventuali interessi del coniuge in società legate ad attività Eni. Inoltre il Collegio ha esaminato le parti correlate periodicamente comunicate dall'Amministratore Delegato, da ultimo a febbraio 2020, rilevando alcune incoerenze, che non appaiono rilevanti ai

fini della vicenda in oggetto, tra le parti correlate comunicate periodicamente e quelle di cui alla dichiarazione dell'ottobre 2019:

- ha acquisito la disponibilità dell'Amministratore Delegato di mettere a disposizione della Società tutta la documentazione fornita dalla Procura a seguito della richiesta di riesame dell'atto notificato il 26 settembre 2019, rinunciando alla riservatezza consentita dal diritto di difesa;

  a seguito della messa a disposizione della documentazione predetta, insieme al Comitato Controllo e Rischi e all'Organismo di Vigilanza ha affidato ai consulenti già incaricati del primo rapporto, un secondo incarico per rivedere le conclusioni raggiunte alla luce della ulteriore documentazione resasi disponibile nell'ambito del Procedimento. Il secondo rapporto dei consulenti, sebbene ancora preliminare e suscettibile di modifiche in particolare per la limitata percentuale di documentazione disponibile già analizzata, consegnato alla Società nel mese di febbraio 2020 e inviato alla Consob, integra le conclusioni raggiunte dal primo rapporto relativamente: i) alla verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato (allora Direttore Generale) di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni a partire dal 2009; ii) all'assenza di riscontri idonei a smentire la dichiarazione resa dall'Amministratore Delegato nell'ottobre 2019 circa la sua

non conoscenza di eventuali interessi del coniuge in società legate ad attività o a rapporti con Eni; iii) al riscontro di alcuni comportamenti di altri dipendenti coinvolti nell'indagine in contrasto con le normative aziendali che proibiscono interessi contigui o confliggenti con quelli di Eni:

- il procedimento su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria relativamente al quale è intervenuta la sentenza di secondo grado, che oltre a confermare quella di primo grado, assolvendo, tra gli altri, perché il fatto non sussiste, Eni, il suo Amministratore Delegato pro tempore, ed i due funzionari Eni coinvolti, assolve per lo stesso motivo anche la Saipem ed i suoi funzionari precedentemente condannati in primo grado:
- le indagini in corso da parte della Procura della Repubblica di Milano che in un primo tempo hanno coinvolto, fra gli altri, ex consulenti legali esterni, l'ex Chief Legal and Regulatory Officer e l'ex Chief Upstream Officer per diverse ipotesi di reato, fra le quali anche quello associativo, finalizzate ad intralciare l'attività giudiziaria relativamente al procedimento circa asseriti comportamenti corruttivi nell'acquisizione del titolo minerario OPL 245 in Nigeria. A questo proposito il Collegio Sindacale ha proseguito l'attività di vigilanza avviata nel 2018, anche con il supporto di consulenti esterni incaricati dalla Società, con particolare riferimento al processo di *legal procurement*, estendendola, sulla base dei rapporti dell'Internal

Audit, al processo di *trading* nell'ambito del quale sono avvenute operazioni con una controparte asseritamente ricondotta all'ex legale esterno oggetto del procedimento. Nei confronti di tale controparte sono state praticate condizioni irragionevolmente favorevoli in contrasto con le normative aziendali. Il Collegio Sindacale d'intesa con il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari, ha condiviso l'iniziativa del revisore legale di verifica se tali condizioni fossero riscontrabili anche nei confronti di altre controparti oltre a quella ricondotta all'ex consulente legale esterno. Dall'attività del revisore non sono emerse altre controparti nei cui confronti siano state applicate condizioni analoghe. Pertanto l'allontanamento dei dipendenti che hanno agito nei confronti dell'unica controparte predetta oltre ad alcuni interventi migliorativi sul processo di trading si configurano come una risposta adeguata del sistema di controllo interno. Gli esiti delle diverse iniziative di verifica sono stati comunicati dalla Società alle Autorità inquirenti ed alla Consob alla quale il Collegio ha fornito un costante aggiornamento della propria attività di vigilanza. A seguito di successivi atti notificati il 23 gennaio u.s. è emerso il coinvolgimento nelle indagini di tre funzionari che attualmente ricoprono i ruoli di Chief Services & Stakeholder Relations Officer, Executive Vice President Assistenza Legale Penale e HSE e di Senior Vice President Security. Il Collegio, dopo aver acquisito la

documentazione processuale messa volontariamente a disposizione anche a seguito di richieste di riesame degli atti predetti, ha affidato, insieme al Comitato di Controllo 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, nonchè 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 D.Lgs. n. 231/2001. Per una più dettagliata descrizione di tale procedimento si rinvia alla sezione Contenziosi della Relazione Finanziaria Annuale;

- il procedimento penale pendente innanzi alla Procura di Roma avente ad oggetto il reato associativo relativo ad una "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. In merito a tale procedimento il Collegio, anche mediante incontri con le strutture aziendali competenti, ha vigilato sugli interventi organizzativi e procedurali attuati dalla Società per il rafforzamento dei processi di business coinvolti nelle attività di movimentazione dei prodotti delle raffinerie e dei depositi. Il

procedimento si è recentemente concluso in sede di udienza preliminare con sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non sussiste.

Il Collegio Sindacale ha altresì verificato l'istituzione di un assetto organizzativo, amministrativo e contabile adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa, anche in funzione della rilevazione tempestiva della crisi dell'impresa e della perdita della continuità aziendale, verificando specificamente l'adeguatezza degli strumenti adottati per la gestione dei rischi con particolare riferimento alle tematiche dei rischi finanziari e del Risk Management Integrato, così come previsto dall'art. 14 del codice della crisi e dell'insolvenza d'impresa.

La section 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura "*Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero*", da ultimo il 4 aprile 2019, in sostituzione della previgente procedura

approvata dal Collegio il 4 aprile 2017. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno e gestione dei rischi (tra cui tematiche di informativa finanziaria e non finanziaria, responsabilità amministrativa della società o frodi) o altre materie in violazione del Codice Etico inoltrate da persone Eni e terzi, anche in forma confidenziale o anonima. La procedura, il cui assetto è stato valutato già in passato conforme alle best practice da consulenti esterni indipendenti, fa parte degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline Anti-Corruzione e risponde agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa.

A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2019 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2019 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 68 fascicoli di segnalazioni (81 nel 2018), di cui n. 60 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno e gestione dei rischi (69 nel 2018) e 8 relativi ad altre materie (12 nel 2018). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit e dagli Organismi di Vigilanza competenti, nel corso del 2019 sono stati chiusi n. 74 fascicoli (79 nel 2018), di cui n. 67 (65 nel 2018) afferenti il sistema di controllo interno

e gestione dei rischi e 7 (14 nel 2018) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 67 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit è risultato che 15 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (11 nel 2018), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In 28 fascicoli (26 nel 2018) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 24 fascicoli (28 nel 2018), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi. Al 31 dicembre 2019, restavano aperti n. 15 fascicoli (21 al 31 dicembre 2018), di cui n. 13 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno e gestione dei rischi (20 al 31 dicembre 2018) e 2 relativi ad altre materie (1 nel 2018). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa

Il Collegio ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sulle sue modifiche, e sull'adeguatezza delle disposizioni

impartite alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite: (1) le informazioni acquisite dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato; (2) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali; (3) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate; (4) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa.

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2019, ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo, senza segnalare fatti o situazioni, ulteriori a quelli già menzionati nell'ambito del paragrafo "*Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile*", che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017 e successivamente modificato con delibera n. 21028 del 3

84573/799

settembre 2019), relative alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, il Collegio Sindacale segnala che, alla data del 31 dicembre 2019, le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

Infine, nell'ambito di quanto previsto dall'articolo 151, comma 2, del TUF, il 14 novembre 2019 il Collegio Sindacale di Eni ha organizzato un incontro con i Sindaci delle società controllate e quelli di nomina Eni delle collegate per un confronto sulle modalità di esercizio dell'attività di controllo nella specifica realtà del Gruppo.

Esposti, denunce degli azionisti ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino ad oggi sono pervenute n. 8 denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile da parte di alcuni azionisti. Le denunce hanno avuto ad oggetto vicende collegate ai principali procedimenti giudiziari illustrati nella Relazione Finanziaria Annuale la cui evoluzione è oggetto di continuo monitoraggio da parte del Collegio Sindacale come rappresentato nella sezione "*Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile*" della presente Relazione. Il Collegio ha approfondito le denunce ricevute anche mediante incontri con i vertici delle strutture aziendali competenti e, ad

esito di tali approfondimenti, delle irregolarità riscontrate si dà atto nella presente relazione nel paragrafo "*Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile*". Per quanto non menzionato nella presente relazione il Collegio non ha riscontrato, allo stato, elementi per ritenere fondate le irregolarità prospettate.

Il Collegio non è a conoscenza di altri esposti di cui dare menzione all'Assemblea.

Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2019 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

2 aprile 2020

Rosalba Casiraghi

Enrico Maria Bignami

Paola Camagni

Andrea Parolini

Marco Seracini

84573/801

La Relazione che precede risulta agli atti della Società, sottoscritta in originale da tutti i componenti del Collegio Sindacale.

La Presidente del Collegio Sindacale di Eni SpA

Rosalba Casiraghi

Firmato digitalmente da:Rosalba Casiraghi
Organizzazione:ENI SPA/00484960588
Unita':ENI ICT
Data:30/04/2020 12:09:43

F.to MARCEGAGLIA EMMA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

Sede legale
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06 59821
eni.com

84573/862

eni

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

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2019.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control - Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;

b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;

c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

27 febbraio 2020

Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

Massimo Mondazzi
Chief Financial Officer e Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

F.to MARCEGAGLIA EMMA
F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

84573/803

pwc

Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Eni SpA (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2019, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società 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'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

84573/804

pwc

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
Primo anno di revisione contabile	
L'assemblea dei soci del 10 maggio 2018 ci ha conferito l'incarico di revisione legale sul bilancio d'esercizio di Eni SpA. Trattandosi del primo anno di revisione, nell'ambito delle attività da noi svolte ha assunto particolare rilevanza la comprensione della Società, del Gruppo Eni e del suo contesto operativo, con particolare riguardo alla specifica regolamentazione che norma i settori in cui opera, i rischi correlati, i processi e le policy aziendali poste a presidio di tali rischi.	In conformità con il principio di revisione di riferimento (ISA Italia 510 - Primi incarichi di revisione contabile - Saldi di apertura), sono state svolte analisi specifiche sui saldi di apertura al fine di stabilire se gli stessi contenessero errori significativi che potessero influire sul bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 e se i principi contabili adottati per la determinazione dei saldi di apertura fossero appropriati e coerenti con quelli adottati per la predisposizione del bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019. Nello svolgimento delle nostre procedure di revisione abbiamo effettuato molteplici incontri con i principali referenti aziendali con particolare focus sulla comprensione dell'organizzazione, del sistema di controllo, del contesto normativo e regolamentare di riferimento. Le nostre procedure di revisione si sono focalizzate sulla comprensione delle politiche contabili adottate dalla Società attraverso la lettura del manuale contabile ed il confronto con i principali referenti aziendali in relazione alle specifiche tematiche di settore oltre all'acquisizione di supporti documentali e all'analisi dei razionali sottostanti le principali scelte contabili adottate nell'ambito del bilancio d'esercizio dell'esercizio precedente. Abbiamo inoltre avuto accesso e analizzato le carte di lavoro del precedente revisore relative al bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre

pwc

2018. In particolare, con esso, abbiamo discusso la metodologia di revisione adottata, la materialità applicata, le analisi svolte in relazione alle scelte contabili adottate dalla Società nonché le risultanze emerse dal lavoro di revisione svolto.

Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing" e Nota 22 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio d'esercizio

Le voci Immobili, impianti e macchinari e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 2.681 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (*appraisal*) E&P per Euro 293 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 1.160 milioni.

Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati di smantellamento e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2019 ammonta ad Euro 2.473 milioni.

L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2019 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 537 milioni.

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio d'esercizio, sono assoggettati a impairment test. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate.

Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.

Con riferimento alla stima dei costi di smantellamento sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

(i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;
(ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

In merito alla valutazione dell'Attività esplorativa e di *appraisal* E&P abbiamo

84573|806

pwc

Al 31 dicembre 2019 le svalutazioni nette degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 270 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:

(i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni della Società;
(ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
(iii) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
(iv) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative;
(v) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale, che potrebbero influire sui volumi delle riserve rispetto alla stima iniziale; e
(vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

discusso con il management le prospettive dei principali progetti esplorativi, verificandone la coerenza con gli investimenti previsti nei piani prospettici della Società che comprendono, tra l'altro, il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dalla Società.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

Con riferimento all'*impairment* test sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

(i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dalla Società con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici della Società;
(ii) per un campione di CGU, abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di smantellamento e ripristino siti;
(iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dalla Società.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni della Società coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti delle funzioni *Corporate Finance* e *Treasury* ci hanno supportato inoltre (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity e dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iii) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

pwc

	Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate.
Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa ed altri procedimenti in materia penale	
Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi" e Nota 27 "Garanzie, impegni e rischi" – Paragrafo "Contenziosi" - del bilancio d'esercizio	
La Società è interessata da diversi procedimenti tra i quali rilevano, in materia di responsabilità penale/amministrativa d'impresa, l'*OPL 245 Nigeria* e l'*Indagine Congo*, e in materia penale, il *Proc. Pen. 12333/2017*. Per i citati procedimenti la Società non ha effettuato stanziamenti al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è stato ritenuto dagli amministratori non probabile o l'entità dell'eventuale stanziamento non è al momento determinabile in modo attendibile. La valutazione delle possibili implicazioni per la Società derivanti da tali procedimenti rappresenta un complesso processo valutativo che comporta l'applicazione, da parte degli amministratori di un significativo livello di giudizio professionale sia nella quantificazione dei potenziali effetti contabili sia nella formazione dell'informativa fornita in bilancio. Gli amministratori, nell'applicazione del proprio giudizio, sono supportati da esperti legali, sia interni sia esterni, incaricati di fornire assistenza sui vari procedimenti in corso.	Abbiamo indirizzato le nostre procedure di revisione al fine di comprendere, valutare e validare il sistema di controllo interno con riferimento al processo relativo alla gestione dei procedimenti in cui la Società è coinvolta, tra essi in particolare i controlli relativi alla determinazione della probabilità di soccombenza nonché dell'adeguatezza dell'informativa. In particolare, è stata effettuata la comprensione del processo estimativo adottato dalla Società relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti nonché la verifica del disegno e della corretta operatività dei controlli rilevanti. In aggiunta a quanto indicato, anche attraverso il supporto dei nostri esperti delle funzioni *Legal* e *Forensic*, abbiamo svolto la comprensione e l'esame delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella formazione del proprio giudizio in merito alla valutazione dell'esito atteso dei contenziosi rilevanti e all'informativa fornita in bilancio, anche attraverso: • Esame della documentazione legale relativa ai procedimenti rilevanti nonché delle relazioni investigative predisposte dagli esperti incaricati dalla Società e/o dai suoi organi di governance. • Esame delle informazioni acquisite tramite i colloqui intercorsi con i legali interni della Società, con la funzione di Internal Audit, con

84573/808

pwc

	la funzione Compliance, con il Collegio Sindacale e con il Comitato Controllo e Rischi. • Esame delle risposte ottenute alle conferme esterne richieste ai legali terzi coinvolti in tali procedimenti rilevanti. Le risultanze delle analisi condotte sono state confrontate con le valutazioni espresse in bilancio e con l'informativa in esso fornita dagli amministratori.

Altri aspetti

Il bilancio d'esercizio della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, il 5 aprile 2019, ha espresso un giudizio senza modifica su tale bilancio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.
Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

pwc

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

84573/810

pwc

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10 [e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98]

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni SpA al 31 dicembre 2019, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98, con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2019 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2019 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 2 aprile 2020

PricewaterhouseCoopers SpA

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

F.to MARCEGAGLIA EMMA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

84573 1/811

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

84573/812

Allegati 2019

84573/813

ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2019

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2019

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 Dicembre 2019, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 Dicembre 2019, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti[a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	29	147	176						
Imprese consolidate joint operation				6	5	11			
Partecipazioni di imprese consolidate[b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	3	33	36	18	45	63			
Valutate al costo rettificato per perdite di valore	5	6	11	2	30	32			
Valutate al fair value							2	21	23
	8	39	47	20	75	95	2	21	23
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate	1	1	2						
Possedute da imprese a controllo congiunto					4	4			
	1	1	2		4	4			
Totale	38	187	225	26	84	110	2	21	23

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.
(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e al costo rettificato per perdite di valore riguardano le imprese non significative.

SOCIETÀ CONTROLLATE E A CONTROLLO CONGIUNTO ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: (a) Sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia. (b) Oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e cessione di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo. Al 31 Dicembre 2019, Eni controlla cinque società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato. Di queste 5 società, 4 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni, 1 società non è soggetta a imposizione in Italia per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate. Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2019 saranno oggetto di revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers.

84573/814

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA	25,76
					Ministero dell'Economia e delle Finanze	4,34
					Eni SpA	1,70
					Altri Soci	68,20

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

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

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

84573 1815

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd(1)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd(2)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	13.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Bahrain	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(1) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(2) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

84573/816

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento e criteria di valutazione(*)
Eni BB Petroleum Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		Co.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.006	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni East Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	13.132.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.

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

84573/817

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Indonesia Ots 1 Ltd	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec, Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	220.711.147,50	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

84573/818

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Genal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni RAK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozambique LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.

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

84573 819

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	42.004.757,64	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01		P.N.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.443.200	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.
Euri Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sarl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10		P.N.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.

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

84573|820

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd(2)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd(2)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value. (2) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

84573/321

Gas & Power

IN ITALIA

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

ALL'ESTERO

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

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

84573|822

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	58.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	Italia	EUR	918.520	Ecofuel SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shangai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

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

84573|823

Chimica

IN ITALIA

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

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis México S. de R.L. de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	1.000	Versalis International SA Versalis SpA	99,00 1,00		P.N.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

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

84573|824

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

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

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione[*]
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
D-Share USA Corp.	New York (USA)	USA	USD	0[a]	D-Share SpA	100,00		
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	1.480.365.336	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance DAC	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Houston (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.

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

84573/825

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Eni Rewind SpA Soci Terzi	99,97 0,03		P.N.
Eni Energia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Energy Activities Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rewind SpA (ex Syndial Servizi Ambientali SpA)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	425.343.731,50	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Eni Rewind SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arm Wind Llp	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	7.963.200.000	Windirect BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV Ieoc Exploration BV Ieoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town-Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	136.000.000	Eni International BV Eni Oil Hold. BV Eni Pakistan Ltd (M)	99,98 0,01 0,01	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00		P.N.
Eni Rewind International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Eni Rewind SpA	100,00		P.N.
Windirect BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	10.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

84573/826

IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

Exploration & Production

IN ITALIA

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

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agiba Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	9.952.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	172,10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayis Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obaiyed Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Fedynskmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Isatay Operating Company Llp(†)	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khalaej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

84573/827

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleiha Petroleum Company(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Norpipe Terminal Holdco Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	3.790	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	24.021	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	2.203	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.100.000	PR FPSO Holding AS	100,00		
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00		
Port Said Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0(a)	PR FPSO AS PR FPSO Holding AS	95,00 5,00		
Rami Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma Basin LNG Land Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Mozambique Rovuma Venture SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Rovuma LNG Investments (DIFC) Ltd	Maputo (Mozambico)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Tecninco Engineering Contractors Llp(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Vår Energi AS(†)	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,60 30,40		P.N.
Vår Energi Marine AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	61.000.000	Vår Energi AS	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Azioni senza valore nominale.

84573/828

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione[*]
VIC CBM Ltd[†]	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd[†]	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Ashrafi Petroleum Co[†] (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

Gas & Power

IN ITALIA

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

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione[*]
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV[†]	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62[a]	J.O.
Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA[†]	Ampelokipi Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
GreenStream BV[†]	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd[†][3]	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Unión Fenosa Gas SA[†]	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(3) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.
(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

84573|829

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

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

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

84573/830

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000.000	Eni Abu Dhabi R&T BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	USD	1.000	Eni Abu Dhabi R&T BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
AET - Raffinerlebeteiligungsgesellschaft mbH(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City Carburoli SA(†)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VES	120,867	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

84573 1831

Chimica

IN ITALIA

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

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	401.800.000.000	Versalis SpA	50,00		P.N.
					Soci Terzi	50,00		
Versalis Zeal Ltd(†)	Takoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA	80,00		P.N.
					Soci Terzi	20,00		
VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc(†)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	1.000.000	Versalis SpA	49,00		P.N.
					Soci Terzi	51,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

84573/832

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Commonwealth Fusion Systems Llc[a]	Wilmington (USA)	USA	USD	115.000.519	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Form Energy Inc[b]	Somerville (USA)	USA	USD	50.889.548,24	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ottana Sviluppo ScpA (in fallimento)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Progetto Nuraghe Scarl	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	10.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,55 51,45		P.N.
Saipem SpA[#][†]	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54[c] 1,46 68,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ayla Energy Ltd[†]	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Grid Edge (Private) Ltd[†]	Saddar Town - Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	1.200.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA[†]	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Solenova Ltd[†]	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	20.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) La percentuale di possesso non è determinabile. Il capitale sottoscritto da da Eni Next Llc ammonta a $50 milioni
(b) La percentuale di possesso non è determinabile. Il capitale sottoscritto da da Eni Next Llc ammonta a $15 milioni.
(c) Quota di Controllo: Eni SpA 30,89
Soci Terzi 69,01

84573 833

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

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

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	367.278.503,01	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

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

84573/836

Gas & Power

ALL'ESTERO

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

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

84573|835

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possessa	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA(4)	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possessa	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	5.665.329	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	F.V.
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	202.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56	F.V.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	4.953	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.
(4) La società è stata sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979. La liquidazione si è conclusa il 28 aprile 2015 ed è stata depositata l'istanza di cancellazione che è in attesa di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

84573/826

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 10)

Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam	Refining & Marketing	Rilevanza
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Bahrain BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town-Karachi	Altre attività	Costituzione
Eni RAK BV	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione
Eni West Ganal Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
SEA SpA	L'Aquila	Gas & Power	Acquisizione
Versalis Congo Sariu	Pointe-Noire	Chimica	Rilevanza
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam	Altre attività	Costituzione
Petroven Srl	Genova	Refining & Marketing	Acquisizione del controllo

IMPRESE ESCLUSE (N. 9)

Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam	Exploration & Production	Cessione
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	Roma	Corporate e Società finanziarie	Cancellazione
Eni Denmark BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni India Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Iran BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Liberia BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Portugal BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Ukraine Llc	Kiev	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington	Refining & Marketing	Sopravvenuta irrilevanza

Imprese consolidate joint operation

IMPRESE ESCLUSE (N. 1)

Petroven Srl	Genova	Refining & Marketing	Acquisizione del controllo

84573 1837

ALLEGATO ALLE NOTE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

Imprese controllate al 31 dicembre 2019

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma
In data 28 febbraio 2019, Eni ha effettuato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €7.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite presenti o future. L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €6.816.018 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €2.000.000.

Ecofuel SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €44.292.827, e ha deliberato di accantonare €196.019 a riserva indisponibile, e di distribuire un dividendo di €44.000.000, pari a €0,44 per azione, portando a nuovo la quota restante di €96.808. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a €14.000.000, in data 14 giugno 2019, una seconda tranche pari a €15.000.000 in data 13 settembre 2019 ed una terza tranche, pari a €15.000.000, in data 12 dicembre 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 100.000.000 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €52.000.000.

Eni Adfin SpA (In liquidazione) – Roma
Nel corso del 2019, sono divenuti effettivi gli esiti della delibera Assembleare del 18 dicembre 2018 relativi all'approvazione del bilancio finale di liquidazione e del piano di riparto.
In data 22 maggio 2019 Eni ha incassato la quota di propria spettanza di disponibilità liquide pari ad €202.269.044,38, al netto dei crediti fiscali ricevuti pari a €1.458.066,26.
L'impresa è stata cancellata dal registro delle imprese in data 29 agosto 2019.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €175.693.240,16 e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di €175.336.000, pari a €8,68 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €357.240,16. Eni ha incassato il dividendo in data 31 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €20.200.000.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 10 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €138.806,74 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €120.000, pari a €0,03 per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di €11.866,40. Eni ha incassato il dividendo in data 24 aprile 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 4.000.000 azioni del valore nominale di €0,84, pari al 100% del capitale sociale di €3.360.000.

Eni Energia Srl – San Donato Milanese
L'Assemblea dell'11 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €68.515 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì deliberato l'apporto, a titolo di contribuzione in conto capitale, di €200.000 da imputare alle altre riserve del patrimonio netto. Eni ha versato la somma di €200.000 in data 11 aprile 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €10.000, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.

Eni Energy Activities Srl – San Donato Milanese
In data 10 dicembre 2019 è stata costituita la società Eni Energy Activities Srl con un capitale sociale di €50.000, rappresentato da n. 1 quota del valore nominale di €50.000. Eni, in qualità di unico socio, ha versato la somma di €200.000, di cui €50.000 ad integrale sottoscrizione del capitale sociale e €150.000 da destinarsi ad altre riserve.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €50.000, pari al 100% del capitale sociale di €50.000.

Eni Finance International SA – Bruxelles (Belgio)
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di $114.744.868 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo. L'Assemblea straordinaria del 20 maggio 2019 ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di $108.977.128,96 utilizzando allo scopo gli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a $36.630.063,68 in data 12 giugno 2019. L'Assemblea straordinaria del 19 luglio 2019 ha deliberato la riduzione del capitale sociale da $2.474.225.632 a $1.480.365.336 tramite la riduzione del valore nominale di ciascuna delle 6.950.072 azioni da $356 a $213, con rimborso agli azionisti in proporzione del numero di azioni della società da essi posseduto. Eni ha incassato la quota di propria spettanza, pari a $334.062.443, in data 30 settembre 2019. L'Assemblea ha altresì deliberato la modifica della denominazione sociale da "eni finance international" a "Eni Finance International".
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.336.101 azioni del valore nominale di $213, pari al 33,61262% del capitale sociale di $1.480.365.336.

Eni Fuel SpA – Roma
L'Assemblea dell'11 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €9.187.803 e ha deliberato, previo

84573/838

accantonamento alla riserva legale, di coprire le perdite degli esercizi precedenti di €70.394 e di distribuire un dividendo di €8.500.000, pari a €0,1442 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €158.019. Eni ha incassato il dividendo in data 17 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 58.944.310 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €58.944.310.

Eni gas e luce SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 17 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €40.915.205,23 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di coprire le perdite degli esercizi precedenti per €38.869.444,97.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 750.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €750.000.000.

Eni Gas Transport Services Srl – San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €50.195,75 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €47.688 utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di esercizi precedenti per €3,90 portando a nuovo l'utile residuo di €1,86. Eni ha incassato il dividendo in data 9 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in una quota pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Eni Insurance Designated Activity Company – Dublino (Irlanda)
L'Assemblea del 10 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €48.771.309,04 e ne ha deliberato la distribuzione agli azionisti a titolo di dividendo. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 500.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €500.000.000.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 7 maggio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di $5.030.552 migliaia e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 29 maggio 2019 ha deliberato la distribuzione di $5.030.552 migliaia a valere sulle riserve di utili di esercizi precedenti, prevedendone la distribuzione, in una o più tranche, entro il 31 dicembre 2019. Eni ha incassato il dividendo nel periodo maggio-dicembre 2019. L'Assemblea del 16 dicembre 2019 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di $1.750.000 migliaia a valere sulle riserve di utili di esercizi precedenti e l'aumento del capitale di $1.750.000 migliaia, a titolo di sovraprezzo; Eni ha incassato il dividendo in data 18 dicembre 2019. In pari data, Eni ha provveduto al versamento dell'aumento di capitale di $1.750.000 migliaia a titolo di sovraprezzo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di €5, pari al 100% del capitale sociale di €641.683.425.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di £926.115 e ne ha deliberato l'attribuzione a riserva.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,998% del capitale sociale di £50.000.

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di $352.644.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99999% del capitale sociale di £750.050.000.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Gela
L'Assemblea del 18 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €1.176.296,34 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 18 dicembre 2019 ha deliberato la costituzione di una riserva in conto capitale per €80.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato in pari data.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €5.200.000.

Eni Mozambico SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €3.714.857,73 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea ha altresì deliberato l'incremento della riserva copertura perdite future per €12.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato in data 19 aprile 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.000.

Eni New Energy SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €2.317.047,41 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 9.296 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €9.296.000.

Eni Petroleum Co Inc – Dover (USA)
L'Assemblea del 22 ottobre 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di $457.777.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di $50.000, pari al 63,85696% del capitale sociale di $156.600.000.

Eni Rewind SpA (ex Syndial Servizi Ambientali SpA) – San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2019, ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €203.675.733,29 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'azzeramento della "Riserva piano di incentivazione di lungo termine" di importo pari a €54.558,00, della "Riserva variazione fair value partecipazioni minoritarie" di importo pari a €70.876,79, della "Riserva IFRS9 First time application" di importo pari a €4.348.597,78 e mediante la riduzione del capitale sociale da €425.647.621,42 a

84573 \1839

€226.445.920,70. L'Assemblea ha altresì deliberato di aumentare il capitale sociale da €226.445.920,70 a €425.343.731,50 mediante l'emissione di n. 1.591.195.216 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, da offrire in opzione agli azionisti a pagamento in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. In data 16 aprile 2019, Eni ha sottoscritto n. 1.591.194.714 azioni prive di indicazione del valore nominale. In pari data, Eni ha versato €198.897.748,06 a completa liberazione delle azioni sottoscritte e €2.657.026 a copertura della "Riserva da rivalutazione dei piani a benefici definiti a dipendenti". In data 22 maggio 2019, Eni ha sottoscritto n. 470 azioni prive di indicazione del valore nominale, non optate da soci terzi. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €58,75. L'Assemblea straordinaria del 22 ottobre 2019 ha approvato la modifica della denominazione sociale in "Eni Rewind SpA", con decorrenza dal 1° novembre 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è variata da n. 1.591.194.714 azioni a n. 3.182.389.898 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99998% del capitale sociale di €425.343.731,50.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €812.633,26 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 6.841.517 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.841.517.

Eni Trading & Shipping SpA - Roma
L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €20.894.713,97 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 60.036.650 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €60.036.650.

Eni West Africa SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €258.098,87 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 10.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.000.

Eni Zubair SpA (in liquidazione) – San Donato Milanese
L'Assemblea del 10 aprile 2019 ha approvato il bilancio finale di liquidazione al 31 dicembre 2018 che chiude con un utile di €53.587,25, il piano di riparto e la richiesta di cancellazione della società dal registro delle imprese.
In data 28 giugno 2019 Eni ha incassato la quota di propria spettanza di disponibilità liquide pari ad €108.271,57 al netto dei crediti fiscali ricevuti pari a €292.788.
L'impresa è stata cancellata dal registro delle imprese in data 24 settembre 2019.

EniPower SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 17 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €88.369.683,21 e ha deliberato di distribuire agli azionisti previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di €113.393.741,88, pari a €0,12 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €29.442.542,83. Eni ha incassato il dividendo in data 3 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di € 1 pari al 100% del capitale sociale di €944.947.849.

EniProgetti SpA – Venezia
L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €2.549.277,28 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €996.000, pari a €2,49 per azione, di destinare €1.550.878,33 a copertura delle perdite per pari importo degli esercizi precedenti e di portare a nuovo l'utile residuo di €2.398,95. Eni ha incassato il dividendo in data 25 ottobre 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €2.064.000.

EniServizi SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €748.443,76 e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo della riserva di utili portati a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €13.427.419,08.

Floaters SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €17.367.016,28 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €26.015.600, pari a €0,13 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €8.648.583,72. Eni ha incassato la quota di propria spettanza in data 23 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 200.120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.120.000.

Ieoc SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €9.433.626,16 e ha deliberato di attribuire l'importo di €1.724.535,67, pari alla differenza tra la suddetta perdita consuntivata nel bilancio di esercizio e la perdita d'esercizio stimata al 30 settembre 2018 di €11.158.161,83, già coperta mediante intervento sul capitale deliberato dall'assemblea del 12 dicembre 2018, per €1.723.879,11 alla riserva copertura perdite future e per € 656,56 a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 7.518 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 100% del capitale sociale di €7.518.000

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea dell'11 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €42.205.549,77 e ha deliberato la copertura delle perdite degli esercizi precedenti di €24.158.288,96 e, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €17.127.990,00, pari a €0,0711 per azione, portando a

84573/860

nuovo l'utile residuo di €16.907,77. Eni ha incassato il dividendo in data 26 aprile 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €240.900.000.

Raffineria di Gela SpA – Gela
In data 21 febbraio 2019, Eni ha operato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €80.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite presenti o future. L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €128.241.096,84 e ha deliberato di coprire la perdita, unitamente alla perdita portata a nuovo di esercizi precedenti di €145.021,90, per un totale complessivo di €128.386.118,74, mediante l'utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite future.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 15.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €15.000.000.

Serfactoring SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €212.359,01 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €210.000, pari a €0,21 per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di €2.359,01. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €102.900 in data 16 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 490.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 49% del capitale sociale di €5.160.000.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €7.699.998,13 e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo delle riserve disponibili per €693.896,77, in particolare mediante utilizzo della riserva ex articolo 13 del D.Lgs. 124/1993 per €2.106 e della riserva legale per €691.790,77. L'Assemblea ha altresì deliberato di costituire una riserva per copertura perdite di €8.000.000 e di coprire la perdita residua di €7.006.101,36 mediante utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite. In pari data, Eni ha versato €8.000.000.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 79.817.238 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €79.817.238.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA – Roma
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con un utile di €13.018 e ne ha deliberato il riporto a nuovo previo accantonamento alla riserva legale.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 26.115.385 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €13.580.000,20.

Società Petrolifera Italiana SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 2 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €3.048.587,40 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,19, pari al 99,96413% del capitale sociale di €13.877.600.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €51.481.704,68 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €51.482.000, pari a €468,87 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €446,80 e portando a nuovo l'utile residuo di €151,48. Eni ha incassato il dividendo in data 15 aprile 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €1.098.000.

Versalis SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €355.152.443,12 e ha deliberato, la copertura parziale della perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite per €31.737.193,98 e il riporto a nuovo della perdita residua di €323.415.249,14.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1.364.790.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.364.790.000.

84573/841

Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2019

Mariconsult SpA – Milano
L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €297.525,43 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €297.520, pari a €148,76 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €5,43. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €148.760 in data 24 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €120.000.

Norpipe Terminal Holdco Limited – Londra (Regno Unito)
Il Consiglio di Amministrazione del 28 marzo 2019, ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di £12.905.000 e ha deliberato la distribuzione di un interim dividend per £1.336.502. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a £189.793 in data 15 aprile 2019. Il Consiglio di Amministrazione del 12 luglio 2019 ha deliberato la distribuzione di un secondo interim dividend per £5.457.382. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di £774.988 in data 15 luglio 2019. Il Consiglio di Amministrazione dell'11 dicembre 2019 ha deliberato la distribuzione di un terzo interim dividend per £6.682.508. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di £948.916 in data 27 dicembre 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 790.804 azioni del valore nominale di £0,00001, pari al 14,20073% del capitale sociale di £55,69.

Saipem SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 30 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con una perdita di €325.928.738,55, e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo delle riserve disponibili.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 308.767.968 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 30,54153% del capitale sociale di €2.191.384.693.

Seram SpA – Fiumicino
L'Assemblea del 24 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €502.806 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €480.000, pari a €80 per azione, accantonando la quota residua alla riserva straordinaria. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €120.000 in data 20 dicembre 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di €142, pari al 25% del capitale sociale di €852.000.

Transmed SpA – Milano
L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €9.903.362,33 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €9.831.624, pari a €40,9651 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €40,33. L'Assemblea ha altresì deliberato l'accantonamento della riserva ex art. 2426, comma 8 bis del Codice Civile per €71.698. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.915.812 in data 24 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 50% del capitale sociale di €240.000.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands)
L'Assemblea del 17 luglio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di $16.717.928 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di $16.717.928, pari a $16,21526 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di $8.358.964 in data 29 luglio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di $10, pari al 50% del capitale sociale di $10.310.000.

Unión Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)
L'Assemblea del 22 maggio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con una perdita di €55.008.456,09 e ha deliberato di coprire parzialmente la perdita mediante utilizzo per €21.625.603,02 delle riserve disponibili, portando a nuovo la perdita residua di €33.382.853,07.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €32.772.000.

84573/862

Imprese joint operation al 31 dicembre 2019

Mozambique Rovuma Venture SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 20 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €22.835.084,17, di cui €23.004.326,88 relativi alla perdita della gestione ordinaria e €169.242,71 relativi all'utile della gestione "Patrimonio Destinato" e ha deliberato di coprire la perdita di €23.004.326,88 della gestione ordinaria mediante l'utilizzo di parte della riserva in conto capitale per pari importo e di riportare a nuovo l'utile di competenza del Patrimonio Destinato pari a €169.242,71.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 7.142.857 azioni del valore nominale di €1, pari al 35,714285% del capitale sociale di €20.000.000.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo
L'Assemblea del 15 maggio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude in pareggio.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di €488,98, pari al 50% del capitale sociale di €171.143.000.

Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €6.838.243 e ha deliberato di coprire le perdite degli esercizi precedenti di €6.690 e di distribuire un dividendo di €12.000.650, pari a €3,89 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €5.169.097. Eni ha incassato la quota di propria spettanza di €8.400.455 in data 31 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 70% del capitale sociale di €3.085.000.

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

	Revisore della capogruppo			Rete del revisore della capogruppo			Totale		
Tipologia di servizi	Società capogruppo	Società controllate[1]	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate[1]	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate[1]	Gruppo Eni
Revisione legale dei conti	7.490	2.128	9.619	-	5.834	5.834	7.490	7.962	15.453
Servizi di attestazione	96	70	166	-	130	130	96	199	295
Servizi di consulenza fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri servizi	847	21	868	-	177	177	847[2]	199[3]	1.046
Totale corrispettivi	**8.433**	**2.219**	**10.652**	**-**	**6.141**	**6.141**	**8.433**	**8.360**	**16.793**

(1) Si intendono: (i) società controllate, di cui alla Direttiva Trasparency, riconducibili essenzialmente, alle società considerate controllate secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali e secondo le normative civilistiche applicabili e (ii) società collegate e a controllo congiunto (joint ventures), rilevanti ai fini SEC che rispettano i parametri ai fini dell'indipendenza secondo la normativa statunitense.
(2) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA alla capogruppo sono relativi principalmente a servizi per l'emissione di comfort letter in occasione di emissioni obbligazionarie, ai servizi di revisione della relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi, alle verifiche sui riaddebiti dei costi/tariffe e alla revisione del bilancio di sostenibilità.
(3) Gli altri servizi di revisione forniti dalle società appartenenti al network PwC alle società controllate e dalla sua rete sono relativi principalmente alle verifiche sui riaddebiti dei costi.

F.to MARCEGAGLIA EMMA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

84573/863

ALLEGATO " E "
ROGITO 23955

Assemblea degli Azionisti Eni

13 maggio 2020

Consigliere Gemma - Presidente del Comitato Remunerazione

Signori Azionisti,

nel presentarvi le novità della Relazione sulla Politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti ed i suoi contenuti salienti, vorrei ricordare l'importanza del vostro voto specialmente quest'anno al cospetto della prima applicazione delle rilevanti novità normative introdotte, in materia di remunerazione degli amministratori, con il recepimento della seconda direttiva europea sui diritti degli azionisti (Direttiva UE n. 828/17).

Oggi, per la prima volta, esprimerete un voto vincolante sulle Linee Guida di Politica triennale sulla remunerazione approvate dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato Remunerazione, così come descritte nella prima sezione della Relazione sulla remunerazione; ancora, esprimerete un voto consultivo sulla seconda sezione della medesima Relazione per la parte relativa all'illustrazione delle modalità di attuazione della politica in vigore e dei compensi corrisposti nel 2019 agli Amministratori, ai Sindaci e agli altri Dirigenti con responsabilità strategica di Eni.

L'architettura della Relazione nel suo complesso, anche quest'anno, è articolata in due sezioni, introdotte da una sintesi delle informazioni principali ("Sommario") al fine di rappresentare con immediatezza sia gli elementi chiave della Politica, sia il suo essenziale collegamento con il Piano Strategico e con il modello di sviluppo sostenibile della Società, sia alcuni rilevanti indicatori di performance della Società.

Alla prima Sezione della Relazione vengono illustrate le attività svolte dal Comitato nell'adempimento ai propri compiti istituzionali nel periodo di interesse, nonché le Linee Guida di Politica programmate per gli esercizi 2020-2023, in coincidenza con la durata del nuovo mandato amministrativo, come espressamente consentito dalla nuova normativa.

Le Linee Guida di Politica sono state definite dal Comitato al termine di una complessa ed articolata istruttoria sull'evoluzione delle prassi di mercato e del quadro normativo e regolamentare, tenendo in particolare considerazione gli orientamenti espressi dagli azionisti in occasione del voto assembleare sulla Politica 2019. In particolare, sono previsti il mantenimento della struttura e dei livelli retributivi potenziali massimi già declinati dalla precedente Politica per i ruoli apicali di Presidente e Amministratore Delegato, il mantenimento dei compensi per gli Amministratori non esecutivi in relazione alla loro partecipazione ai Comitati Consiliari, la indicazione di un adeguamento dei compensi assembleari per i membri del Collegio Sindacale, per tener conto delle funzioni e attività svolte da tale organo anche in qualità di Audit Committee ai sensi della regolamentazione SEC, raccomandazione puntualmente riflessa nelle proposte di deliberazione presentate in merito dal Ministero dell'economia e delle finanze.

Veniamo, ora, all'innovazione ed alle *best practices* di mercato. Tra le novità più significative di Politica per il prossimo triennio va annoverato il nuovo Piano di incentivazione di lungo termine azionario 2020-2022, che introduce tra le condizioni di performance un nuovo (rilevante) obiettivo declinato sui temi di sostenibilità ambientale, transizione energetica ed economia circolare (con un peso complessivo del 35%), novità che riteniamo contribuirà ad un allineamento ulteriore della Politica alla strategia di medio e lungo termine perseguita dalla Società, come diffusamente descritto nella prima Sezione della Relazione sottoposta al vostro esame. Ma non è tutto.

Abbiamo svolto un'attenta perlustrazione dei fattori di rischio e nella Politica 2020-2023 abbiamo introdotto un'ulteriore mitigazione tramite l'adozione di specifiche condizioni di "malus", vale a dire un *gateway* per consentire in via preventiva la verifica delle condizioni richieste ai fini dell'erogazione e/o assegnazione degli incentivi variabili, in linea con le *best practices* e con le indicazioni contenute nelle *voting policies* di molti investitori internazionali.

Anche quest'anno, nell'ultimo periodo con le cautele imposte dall'emergenza Covid-19, il Comitato si è rivolto all'ascolto del mercato e ne ha raccolto i suggerimenti e le indicazioni nel corso del Piano di Engagement continuo, che si è articolato nella promozione di cicli di incontri con i principali investitori istituzionali e proxy advisor. Di tale processo ho avuto il privilegio di essere, personalmente, garante ed attore, per testimoniare l'impegno del Comitato verso gli azionisti, la costante disponibilità al dialogo e l'effettiva valutazione delle azioni da intraprendere alla luce dei riscontri ricevuti, in una logica di miglioramento continuo delle nostre prassi, politiche e modalità di reporting.

Venendo, infine, alla seconda sezione della Relazione, anche quest'anno l'obiettivo è stato quello di assicurare agli investitori ed al mercato la più ampia

trasparenza informativa, per illustrare compiutamente le modalità di attuazione della Politica in vigore nel corso del 2019, con indicazione dei risultati raggiunti nell'ambito di ciascun piano di incentivazione e dei compensi erogati nel corso dell'esercizio ai componenti degli organi di amministrazione e di controllo nonché, in forma aggregata, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

Cari Azionisti, volgendosi a conclusione questo mandato consiliare, consentitemi di ringraziare i Colleghi Consiglieri Pietro Guindani, Alessandro Lorenzi e Diva Moriani, che hanno condiviso con me quest'esperienza, per l'alto contributo dato al dibattito ed alla ricerca di soluzioni equilibrate, condivise ed innovative. Un particolare ringraziamento meritano i colleghi di Eni che, con alta professionalità ed impegno, hanno efficacemente supportato le attività del Comitato in questi anni.

Un augurio va, infine, ai futuri membri del nuovo Comitato Remunerazioni, nella consapevolezza della complessità del compito che li attende nel supportare, con politiche di remunerazione trasparenti e motivanti, la sfidante strategia di trasformazione della Società che è in atto al cospetto di uno scenario economico, geopolitico e sociale in costante evoluzione.

Confidando che la Relazione sottoposta al vostro esame possa, ancora una volta, testimoniare il deferente impegno del Comitato, Vi ringrazio sin d'ora, anche a nome del Consiglio, per l'adesione ed il sostegno che vorrete significare.

F.to Andrea Gemma

F.to MARCEGAGLIA EMMA
F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

PAGINA ANNULATA

ALLEGATO " F "
ROGITO 23955

84573 | 846

Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti

2020

Approvata dal Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2020

La Relazione è pubblicata nelle sezioni "Chi siamo/Governance" e "Documentazione" del sito Internet della Società (www.eni.com)

84573/867

84573/868

Lettera del Presidente del Comitato Remunerazione

ANDREA GEMMA
Presidente Comitato Remunerazione

Signori azionisti,
il 2019 è stato un anno particolarmente impegnativo per il Comitato Remunerazione, attivamente rivolto al consolidamento dell'attuazione delle politiche programmate all'inizio della propria attività ed a definire, in uno scenario mondiale di accresciuta complessità, le proposte di Politica per il prossimo mandato consiliare.
Nel corso del primo semestre è stata effettuata la consuntivazione dei risultati di performance 2018 e la definizione degli obiettivi per il 2019, mentre nel secondo semestre sono state avviate le attività di verifica ed istruttorie finalizzate alla definizione delle nuove proposte di Politica che, in linea con le recenti novità normative, si applicheranno, subordinatamente alla loro approvazione in sede assembleare, per i prossimi tre anni.
Le Linee Guida di Politica sulla remunerazione 2020-2023, compiutamente descritte nella prima sezione della presente Relazione, saranno infatti significativamente sottoposte, per la prima volta, al voto vincolante dell'assemblea sociale del 13 maggio 2020, in ottemperanza alle novità normative introdotte con il recepimento della seconda direttiva europea sui diritti degli azionisti (Direttiva UE n. 828/17, cd. "SRD II"). Come azionisti sarete, inoltre, chiamati ad esprimere un voto consultivo sulla seconda sezione della Relazione relativa all'illustrazione delle modalità di attuazione della politica in vigore e ai compensi corrisposti nel 2019 agli Amministratori, ai Sindaci e agli altri Dirigenti con responsabilità strategica di Eni.
La Relazione mantiene, pertanto, l'articolazione già prevista in due sezioni principali, prevedendo, inoltre, come negli anni precedenti, un Sommario introduttivo nel quale sono state riportate alcune rilevanti informazioni di contesto, che ci auguriamo vi guidino nella migliore comprensione delle Politiche proposte ed implementate.
Nel presentarvi la Relazione, anche a nome del Consiglio, vorrei richiamare l'attenzione sulla particolare cura prestata nella descrizione, nella prima sezione, del collegamento tra le strategie aziendali e la Politica proposta per la remunerazione degli Amministratori e dirigenti apicali. Parimenti grande enfasi è stata offerta, nella seconda sezione del documento, alla trasparenza informativa mediante l'illustrazione delle modalità di attuazione della Politica in vigore, con immediata indicazione dei risultati effettivamente raggiunti nell'ambito di ciascun piano e dei compensi erogati nel corso dell'esercizio.

LE LINEE GUIDA DI POLITICA SULLA REMUNERAZIONE PER IL NUOVO MANDATO

Il Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2020 ha approvato le Linee Guida di Politica 2020-2023, su proposta del Comitato Remunerazione, al termine di un processo istruttorio di analisi del quadro normativo di riferimento, delle prassi di mercato in Italia ed all'estero nonché delle analisi di confronto retributivo effettuate con il supporto di società di consulenza internazionali.
Le Linee Guida di Politica 2020-2023 sono state, inoltre, definite considerando attentamente gli orientamenti espressi dagli azionisti in occasione del voto assembleare sulla Politica 2019 (voti favorevoli pari, complessivamente al 96,78% dei partecipanti), che hanno confermato un significativo gradimento sull'articolazione, i criteri generali ed i livelli retributivi ivi previsti.
Il Comitato ha, pertanto, proposto al Consiglio di mantenere inalterata l'architettura della vigente Politica riproponendola, con alcuni aggiornamenti ed ottimizzazioni, anche per il prossimo mandato. In particolare, non vi sono incrementi nel livello della remunerazione fissa complessiva per i ruoli di Presidente e Amministratore Delegato, tant'è che i valori previsti nel 2019 costituiscono il riferimento massimo anche per il designando Consiglio che sarà chiamato a deliberare, una volta rinominato, le remunerazioni per le deleghe che saranno attribuite.
È stato, inoltre, previsto che il sistema di incentivazione per il vertice esecutivo e gli altri dirigenti con responsabilità strategica continui ad articolarsi in un piano di breve termine con differimento ed in un piano di lungo termine di tipo azionario. A tal fine, considerato che nel 2019 è stata deliberata l'ultima attribuzione del Piano 2017-2019 in essere, il Consiglio sottoporrà 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

84573|849

in stretta coerenza con le priorità strategiche di Eni ed in risposta alle istanze degli investitori, anche con riferimento all'introduzione di specifici parametri di performance legati ai temi di sostenibilità ambientale, secondo quanto descritto nella prima sezione della presente Relazione oltre che, più in dettaglio, nel Documento Informativo del Piano disponibile sul sito internet della Società.
Le Linee Guida di Politica 2020-2023 prevedono, inoltre, che i compensi degli Amministratori non esecutivi che partecipano ai Comitati Consiliari e la retribuzione del Presidente e degli altri membri del Collegio Sindacale siano adeguati alla competenza, professionalità e impegno richiesti dai compiti loro attribuiti, anche alla luce delle caratteristiche dimensionali e della complessità di Eni.

IL COLLEGAMENTO DELLA POLITICA CON LA STRATEGIA AZIENDALE

Il Comitato coopera attivamente nel processo di effettiva implementazione e monitoraggio della trasformazione strategica in atto, assicurando che gli obiettivi assegnati al CEO e al management registrino correttamente le priorità di medio-lungo termine definite dal Consiglio di Amministrazione.
Negli ultimi anni tale processo è stato caratterizzato da una serie di azioni incentrate sulla trasformazione di Eni in una società Oil & Gas integrata, attraverso la crescita dell'upstream ed il rilancio del Mid-Downstream e l'osservanza di una rigorosa disciplina finanziaria che assicuri la sostenibilità delle azioni e dei progetti futuri.
Il percorso avviato, che ha consentito alla Società di fronteggiare uno scenario di mercato radicalmente mutato e sfidante, appare caratterizzato per i prossimi anni da una forte focalizzazione sulla transizione energetica, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione comunicati al mercato.
Il sistema di incentivazione variabile proposto dal Comitato nell'ambito delle Linee Guida di Politica 2020-2023 supporta il raggiungimento di tali obiettivi, in coerenza con la nuova mission aziendale, che integra gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite nel modello di business adottato.
A tal fine il Comitato ha previsto il mantenimento, nell'orizzonte annuale, di un quadro articolato e bilanciato di obiettivi, tra loro complementari, volti a garantire la redditività dell'azienda nel suo complesso e l'efficienza operativa nei settori di business tradizionali, riflettendo inoltre le priorità assegnate in ambito HSE e la centralità dell'impegno nella tutela dell'ambiente e della sicurezza delle persone.
Per quanto riguarda l'orizzonte di medio lungo termine, il Comitato ha proposto l'introduzione nel nuovo Piano di Incentivazione di lungo termine 2020-2022 di obiettivi caratterizzati da un significativo focus sulla sostenibilità ambientale e la transizione energetica. L'obiettivo primario di Eni è, infatti, quello di promuovere la realizzazione di un processo di transizione energetica che possa consentire, attraverso soluzioni concrete, di preservare l'ambiente e creare valore nei Paesi che ci ospitano, attraverso il percorso di decarbonizzazione e le iniziative di Economia Circolare in programma.

L'ESAME DEI VOTI E VALUTAZIONI ESPRESSE DAGLI AZIONISTI E DEL CONTESTO DI RIFERIMENTO

Nello svolgimento delle proprie funzioni il Comitato ha rafforzato ulteriormente il dialogo con il mercato attraverso la promozione, con il supporto delle competenti funzioni aziendali, di cicli di incontri strutturati con gli investitori istituzionali e con i principali proxy advisor. Nel corso di tali incontri, sono stati esaminati i feedback ricevuti sulla Relazione presentata in Assemblea nel 2019 e le attese degli investitori per il futuro. L'esito di tali incontri conferma, in particolare, un generale apprezzamento sulla struttura e sulle caratteristiche della Politica Eni ed un orientamento positivo verso l'introduzione di alcune variazioni alle caratteristiche del Piano di lungo termine.
Anche in risposta alle emergenti istanze dei nostri investitori, il nuovo Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022 prevede alcune novità significative, riguardanti in particolare l'introduzione di uno specifico obiettivo di performance di sostenibilità ambientale e transizione energetica, con un peso complessivamente pari al 35%, nonché di meccanismi di liquidazione pro-rata degli incentivi disposti in favore del CEO, nei casi di cessazione conseguenti alla scadenza o al mancato rinnovo del mandato.

84573 / 850

La Politica per il nuovo mandato prevede, inoltre, l'inserimento, nell'ambito di tutti i piani di incentivazione, di un'ulteriore clausola di mitigazione del rischio, attraverso meccanismi di verifica ex-ante delle condizioni di incentivazione (cd. malus) ritenuti opportuni nelle raccomandazioni e policy di diversi investitori e proxy advisor.
Vorrei da ultimo sottolineare come il costante miglioramento della Politica di Remunerazione non sarebbe possibile senza la strutturazione ed implementazione di un processo di engagement continuo finalizzato a facilitare la comunicazione e la creazione di trasparenti relazioni partecipative tra la Società ed i suoi azionisti. Di tale processo mi sono fatto personalmente garante ed attore, per testimoniare l'impegno del Comitato, la costante disponibilità al dialogo e l'effettiva valutazione delle azioni da intraprendere alla luce dei riscontri ricevuti, in una logica di miglioramento continuo delle nostre prassi, politiche, modalità di reporting.

CONCLUSIONI

Cari azionisti, consentitemi di ringraziare sentitamente i Consiglieri Pietro Guindani, Alessandro Lorenzi e Diva Moriani, che hanno condiviso con me quest'esperienza, per il significativo contributo alla discussione comune e la costante attenzione alla ricerca di soluzioni equilibrate e condivise.
Un saluto ed un sincero augurio va anche a coloro che saranno chiamati a far parte del nuovo Comitato, nella consapevolezza della complessità della sfida che li attende.
Confidando che la Relazione sottoposta al vostro esame possa, ancora una volta, materializzare il costante impegno profuso in questi anni dal Comitato, anche a nome del Consiglio, vi ringrazio sin d'ora per l'adesione ed il sostegno che vorrete significare alla Politica sulla remunerazione proposta per il nuovo mandato.

2 marzo 2020

Presidente del Comitato Remunerazione

F.to MARCEGAGLIA EMMA
F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

84573|851

Premessa

La presente Relazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato Remunerazione in data 18 marzo 2020 in adempimento dei vigenti obblighi normativi e regolamentari[1] definisce e illustra:

- nella prima sezione la Politica che sarà adottata da Eni SpA (di seguito "Eni" o la "Società") per la remunerazione degli Amministratori, dei Sindaci e dei Dirigenti con responsabilità strategiche[2], subordinatamente alla sua approvazione in occasione dell'assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019, con effetto relativamente a un periodo di tre esercizi, decorrenti dalla data della medesima assemblea sino alla data dell'assemblea di approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022, e pertanto coincidenti con la durata del nuovo mandato amministrativo. La prima sezione della presente Relazione descrive inoltre le finalità generali perseguite dalla Politica, gli organi coinvolti e le procedure utilizzate per l'adozione e l'attuazione della stessa. I principi generali e le linee guida definiti nella prima sezione della presente Relazione rilevano anche ai fini della determinazione delle politiche retributive delle società direttamente e indirettamente controllate da Eni[3];
- nella seconda sezione, i compensi corrisposti nell'esercizio 2019 agli Amministratori, Sindaci, all'Amministratore Delegato e Direttore Generale e agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche di Eni.

La Politica descritta nella prima sezione della Relazione è stata predisposta in linea con le raccomandazioni in tema di remunerazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate (di seguito "Codice di Autodisciplina"), nella versione tuttora in vigore del luglio 2018, cui Eni aderisce[4], oltre che con le più recenti raccomandazioni del Comitato per la Corporate Governance[5]. La Politica tiene inoltre conto, ove specificamente evidenziato, delle ulteriori raccomandazioni contenute nella revisione del Codice approvata nel gennaio 2020[6].

Le due sezioni della Relazione sono introdotte da una sintesi delle informazioni principali ("Sommario") allo scopo di fornire al mercato e agli investitori un quadro di immediata lettura sugli elementi chiave della Politica programmata per il nuovo mandato.

Nel Sommario sono contenute anche informazioni aggiuntive volte a descrivere il contesto nel quale sono maturate le scelte in tema di remunerazione (parametri di performance utilizzati a supporto degli indirizzi definiti nel Piano Strategico della Società, indicatori di risultato, anche con riferimento agli obiettivi di sostenibilità, risultati del voto espresso nelle ultime Assemblee annuali sulla Relazione sulla Remunerazione).

La Relazione illustra infine le partecipazioni detenute dagli Amministratori, dai Sindaci, dall'Amministratore Delegato e Direttore Generale e dagli altri Dirigenti con responsabilità strategiche[7] e contiene le informazioni relative all'attuazione 2019 del Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, secondo quanto previsto dalla regolamentazione vigente[8].

Il testo della presente Relazione è messo a disposizione del pubblico, entro il ventunesimo giorno precedente la data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2019 e chiamata a esprimersi, con deliberazione vincolante, sulla prima sezione della medesima Relazione, nonché, con deliberazione non vincolante, sulla seconda sezione della stessa, secondo quanto previsto dalla normativa vigente[9]. In particolare la Relazione sarà messa a disposizione presso la sede sociale e nelle sezioni "Azienda/Governance" e "Documentazione" del sito internet della Società, oltre che sul sito del gestore integrato dei servizi di stoccaggio e deposito delle informazioni regolamentate "1Info" (consultabile all'indirizzo www.1info.it).

I documenti informativi relativi ai piani di compensi in essere basati su strumenti finanziari sono reperibili nella sezione "Chi siamo/Governance" del sito internet della Società.

(1) Art. 123-ter del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria – TUF), nella versione da ultimo modificata dall'Art. 3 del D.Lgs. n. 49 del 10 maggio 2019, e Art. 84-quater del Regolamento Emittenti Consob (Delibera n. 11971/99 e successive modifiche e integrazioni).

(2) Rientrano nella definizione di "Dirigenti con responsabilità strategiche" di cui all'Art. 65, comma 1-quater, del Regolamento Emittenti, i soggetti che hanno il potere e la responsabilità, direttamente e indirettamente, della pianificazione, direzione e controllo di Eni. I Dirigenti con responsabilità strategiche di Eni, diversi da Amministratori e Sindaci, sono i Direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato e del Presidente di Eni e, comunque, i componenti del Comitato di Direzione della Società. Per maggiori informazioni sulla struttura organizzativa di Eni si rinvia al sito internet della Società (www.eni.com).

(3) La determinazione delle politiche retributive delle società controllate avviene nel rispetto del principio di autonomia gestionale in particolare delle società quotate e/o soggette a regolazione, nonché in coerenza con le prescrizioni previste dalle normative locali.

(4) Per maggiori informazioni sui termini di adesione di Eni al Codice di Autodisciplina, si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari nonché alla sezione "Chi siamo/Governance" del sito internet della Società.

(5) Lettera della Presidente del Comitato ai Presidenti degli organi amministrativi delle società quotate italiane del 19 dicembre 2019.

(6) L'applicazione del nuovo Codice è prevista a partire dal primo esercizio che inizia successivamente al 31 dicembre 2020, con informativa al mercato a partire dalle Relazioni sul governo societario pubblicate nel corso del 2022.

(7) Cfr. l'Art. 84-quater, quarto comma, del Regolamento Emittenti Consob.

(8) Art. 114-bis del TUF e Art. 84-bis del Regolamento Emittenti Consob.

(9) Art. 123-ter del TUF, come modificato dall'Art. 3 del D.Lgs. n.49/19, con particolare riferimento ai commi 3-bis, 3-ter e 6.

Sommario

La Politica sulla Remunerazione Eni è deliberata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato Remunerazione, costituito integralmente da Amministratori non esecutivi e indipendenti, ed è definita in coerenza con il modello di governo societario adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina.

La Politica sulla remunerazione illustrata nella prima sezione della presente Relazione prevede, subordinatamente alla sua approvazione in sede assembleare, le Linee Guida per la remunerazione degli Amministratori, dei Sindaci e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche per gli esercizi 2020-2023, in coincidenza con la durata del nuovo mandato degli organi sociali.

Il Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2020 ha approvato le suddette Linee Guida di Politica, su proposta del Comitato Remunerazione, ad esito di un processo istruttorio riguardante il quadro normativo di riferimento, per quanto riguarda in particolare le novità conseguenti al recepimento della Direttiva (UE) n. 828/2017 (Direttiva SRD II), e le prassi di mercato in Italia e all'estero, nonché le analisi di confronto retributivo effettuate con il supporto di società di consulenza internazionali.

Le Linee Guida di Politica 2020-2023 sono state inoltre definite anche alla luce degli orientamenti espressi dagli azionisti in occasione del voto assembleare sulla Politica 2019 (voti favorevoli pari, complessivamente, al 96,78% dei partecipanti), mantenendo pertanto inalterata la struttura e i livelli retributivi potenziali massimi previsti dalla precedente Politica per i ruoli apicali di Presidente e Amministratore Delegato, oltre che per gli Amministratori non esecutivi in relazione alla loro partecipazione ai Comitati Consiliari.

Le Linee Guida di Politica 2020-2023 prevedono infine, secondo quanto richiesto dalla normativa in recepimento delle indicazioni contenute nella Direttiva SRD II, specifiche raccomandazioni anche sulla retribuzione del Presidente e degli altri membri del Collegio Sindacale, da definirsi in sede assembleare, all'atto della nomina, per tutta la durata del mandato.

INDICE DEI CONTENUTI

84573/853

Indicatori di sintesi esercizio 2019[10]

"Nel 2019 abbiamo conseguito risultati eccellenti, nonostante lo scenario decisamente negativo, caratterizzato da discontinuità geopolitiche e da uno scenario prezzi certamente meno favorevole rispetto al 2018.
Questo grazie alla strategia perseguita negli ultimi anni che ci ha consentito di crescere e di rafforzare la nostra resilienza.
In particolare nel business upstream abbiamo raggiunto la produzione record di 1,87 milioni di barili giorno e conseguito il rimpiazzo del 117% delle riserve prodotte.
Particolarmente positivi sono stati i risultati conseguiti nei business Gas & Power e Marketing oil, mentre la Raffinazione e la Chimica hanno scontato quest'anno scenari particolarmente negativi, mitigati dalle azioni di ristrutturazione messe in atto nel recente passato.
Infine durante l'anno sono proseguite le attività di espansione del business di generazione rinnovabile, delle "bio-raffinerie", con l'entrata in produzione di Gela, e di miglioramento del profilo carbonico del nostro portafoglio, in preparazione del piano di maggiore espansione che verrà perseguito nei prossimi anni.
A questi risultati si aggiunge l'opera di diversificazione attuata attraverso la crescita upstream in Norvegia e negli Emirati Arabi Uniti che conferisce al portafoglio ulteriore solidità. Inoltre l'acquisto del 20% della capacità di raffinazione nel sito di Ruwais negli Emirati rende la nostra raffinazione meglio predisposta ad affrontare cicli sfavorevoli di mercato.
Eni oggi è un'azienda in netta crescita e molto solida dal punto di vista finanziario: la generazione di cassa operativa pari a €12,1 miliardi, in crescita a parità di scenario, è risultata superiore per €1 miliardo alla spesa per investimenti di €7,7 miliardi e alla crescente remunerazione degli azionisti, che compreso il buy back, è stata di €3,4 miliardi. Sulla base di questi risultati il Consiglio di Amministrazione odierno ha approvato la proposta di distribuzione di un dividendo pari a €0,86 per azione di cui €0,43 già distribuiti a settembre".

(Claudio Descalzi)

Risultati adjusted

Utile operativo adjusted a €8,59 miliardi, in calo rispetto al 2018, per effetto essenzialmente del deterioramento dello scenario e del deconsolidamento di Eni Norge nell'ambito dell'operazione Var Energy a fine 2018. Escludendo, per omogeneità, il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario/tassi di attualizzazione e dello IFRS 16, il risultato aumenta del 5%.

Efficienza operativa

Produzione di idrocarburi: conseguita la produzione record di 1,87 milioni di barili al giorno 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 e Algeria nonché da incrementi in Nigeria, Kazakhstan ed Emirati Arabi Uniti.

Riserve idrocarburi: 7,3 miliardi di boe. Tasso di rimpiazzo all-sources del 117%.

Esplorazione: scoperte nuove risorse esplorative per circa 820 milioni di boe, con un costo esplorativo unitario di 1,5$/boe. Incrementato il portafoglio titoli minerari con acquisizione di nuove superfici per complessivi 36.000 chilometri quadrati.

1,87 mln boe/g
PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI PIÙ ELEVATA DI SEMPRE

Efficienza finanziaria

Generazione di cassa ante working capital a costi di rimpiazzo: €12,1 miliardi, nonostante il rilevante peggioramento dello scenario. Flusso di cassa superiore di circa €1 miliardo alla spesa per investimenti netti di €7,73 miliardi e alla remunerazione degli azionisti di €3,4 miliardi sotto forma di dividendi e riacquisto azioni proprie.

Cash neutrality: finanziati gli investimenti netti e il dividendo con il flusso di cassa operativo allo scenario Brent di 59 $/barile (64 $/barile escludendo gli effetti IFRS 16); allo scenario di budget cash neutrality a 50 $/barile (55 $/barile escludendo gli effetti degli IFRS 16).

Leverage: escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si attesta a 0,24 al 31 dicembre 2019; (0,36 includendo gli effetti IFRS 16).

ROACE adjusted: 5,26%.

59 $/barile
COPERTURA ORGANICA =INVESTIMENTI NETTI +DIVIDENDI

(10) Informazioni estratte dalla Relazione sulla Gestione del bilancio consolidato 2019. Per maggiori dettagli si rinvia alla Relazione Finanziaria annuale 2019, pubblicata contestualmente alla presente Relazione.

84573/254

19,6 $tCO_2eq/kboe$
-27% vs. 2014
INTENSITÀ EMISSIVA UPSTREAM

Energy Solutions, decarbonizzazione ed economia circolare

Intensità emissiva upstream: 19,6 tCO_2eq/migliaia di boe, ottenuta in sei anni una riduzione del 27% rispetto alla baseline del 2014.

Energy Solutions, generazione energia elettrica da fonti rinnovabili: circa 167 MW di capacità installata a fine 2019, di cui 82 MW in Italia e circa 86 MW in altri Paesi.

Economia circolare: Firmati numerosi accordi e collaborazioni con partner pubblici e privati aventi come obiettivo il riciclo/riuso dei rifiuti organici e non, per la produzione di materie prime energetiche, nonché per la sperimentazione di sistemi innovativi di produzione di energia rinnovabile.

Dividendo

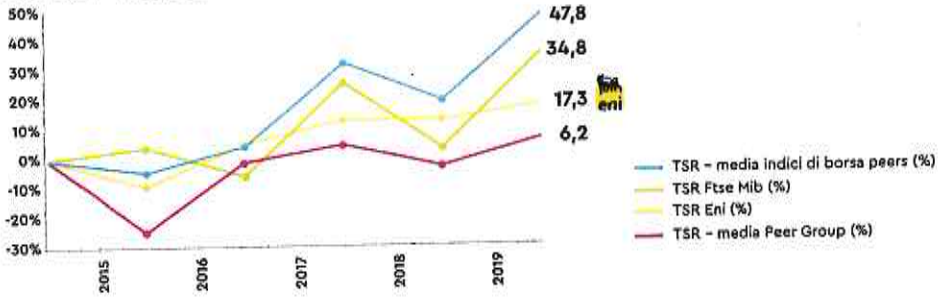
In base ai risultati conseguiti, il Consiglio di Amministrazione del 27 febbraio 2020 ha approvato la proposta di distribuzione di un dividendo pari a €0,86 per azione, di cui €0,43 già distribuiti a settembre.

Altri indicatori

TSR

TSR: nel periodo 2015-2019, come evidenziato nel Grafico 1, Eni ha garantito ai propri azionisti un Total Shareholder Return pari al 17,3%, rispetto al 6,2% del Peer Group[11], mentre il FTSE Mib ha garantito un TSR pari al 34,8% rispetto al 47,8% della media degli Indici di Borsa di riferimento dei peers[12].

GRAFICO 1 – TOTAL SHAREHOLDER RETURN (Eni vs. Peer Group e Indici di Borsa di riferimento)



Severity Incident Rate

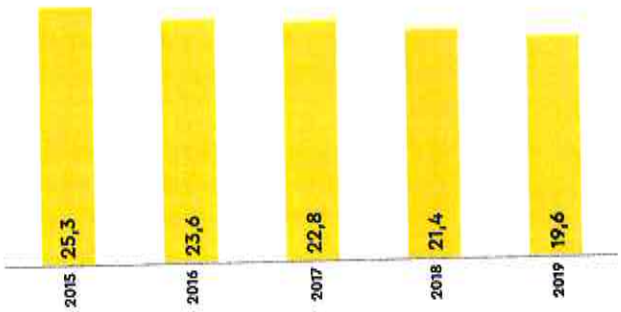
SIR: nel 2019, come evidenziato dal grafico 2, l'indice Severity Incident Rate (SIR) risulta in miglioramento rispetto all'anno precedente, così come il parametro Total Recordable Injury Rate (TRIR) che si mantiene su valori particolarmente contenuti e migliori rispetto alla media dei peers Oil & Gas (nel 2018 pari a 1,16) e al secondo "best in class" dopo Eni (ovvero Chevron, che nel 2018 ha consuntivato un indice TRIR pari a 0,64).

Intensità emissiva GHG

Emissioni GHG: Per quanto riguarda l'indice di intensità emissiva dei GHG del settore upstream, i risultati 2019, riportati nel grafico 3, evidenziano un ulteriore miglioramento, mantenendosi in linea con l'obiettivo di riduzione del 43% al 2025 rispetto al valore del 2014, già comunicato al mercato.

GRAFICO 2 – TOTAL RECORDABLE INJURY RATE[a] E SEVERITY INCIDENT RATE[b]

GRAFICO 3 – EMISSIONI DI GHG/PRODUZIONE LORDA DI IDROCARBURI 100% OPERATA (UPS)
(tCO_2eq/kboe)



(a) Infortuni totali registrabili/ore lavorate x 1.000.000
(b) Infortuni totali registrabili ponderati per livello di gravità dell'incidente/ore lavorate x 1.000.000

(11) Il Peer Group è composto da: Exxon Mobil, Chevron, BP, Shell, Total, ConocoPhillips, Equinor, Apache, Marathon Oil, Anadarko.
(12) Le borse di riferimento sono: Standard&Poors 500, Cac 40, FTSE 100, AEX, OBX.

84573 | 855

Strategia, sviluppo sostenibile e remunerazione

Il modello di business Eni è volto alla creazione di valore per gli stakeholder e gli shareholder, attraverso il conseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite richiamati dal Piano Strategico 2020-2023. A sostegno di tale modello, il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022 prevede uno specifico obiettivo su temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione, transizione energetica e all'economia circolare.

Collegamento tra modello di business per lo sviluppo sostenibile e remunerazione di lungo termine

I PRINCIPI DEL PIANO STRATEGICO 2020-2023

- 17 SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS
- POSIZIONAMENTO INTEGRATO LUNGO LA VALUE CHAIN
- DISCIPLINA DEL CAPITALE E STRUTTURA FINANZIARIA SOLIDA
- SHAREHOLDER REMUNERATION POLICY PROGRESSIVA

IL MODELLO DI BUSINESS PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE

ECCELLENZA OPERATIVA
- Hse, Diritti Umani & Integrity
- Efficienza
- Resilienza
- Disciplina finanziaria

EVOLUZIONE FLESSIBILE DEL PORTAFOGLIO E CRESCITA ORGANICA

NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE
- Valutazione delle emissioni generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti
- Set di azioni concrete per la decarbonizzazione del portafoglio

RIDUZIONE EMISSIONI NETTE E INTENSITÀ CARBONICA

ALLEANZE PER LO SVILUPPO
- Approccio Dual Flag
- Partenariato pubblico privato
- Creazione posti di lavoro e trasferimento di know-how

PROGRAMMI DI SVILUPPO LOCALE IN LINEA CON L'AGENDA 2030 DELLE NAZIONI UNITE

OBIETTIVO DI SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE E TRANSIZIONE ENERGETICA (PESO 35%) NEL PIANO LTI 2020-2022

- DECARBONIZZAZIONE
- TRANSIZIONE ENERGETICA
- ECONOMIA CIRCOLARE

84573|856

Politica sulla Remunerazione

Criteri di allineamento tra la Politica sulla remunerazione e gli indirizzi del Piano Strategico

La Politica sulla Remunerazione supporta il raggiungimento degli indirizzi definiti nel Piano Strategico della Società promuovendo, attraverso un adeguato bilanciamento dei parametri di performance dei sistemi di incentivazione di breve e di lungo termine, l'allineamento degli interessi del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore sostenibile per gli azionisti in una prospettiva di medio-lungo periodo.

TABELLA 1 – ALLINEAMENTO CON LA STRATEGIA

	DRIVERS STRATEGICI	INTEGRAZIONE ED ESPANSIONE DEI BUSINESS
PIANO IBT	Risultati economico finanziari (25%)	●
	Risultati operativi e sostenibilità economica (25%)	●
	Sostenibilità ambientale e capitale umano (25%)	
	Efficienza e solidità finanziaria (25%)	
PIANO ILT	TSR normalizzato (25%)	●
	NPV delle riserve certe (20%)	●
	Free Cash Flow Organico (20%)	
	Decarbonizzazione (15%)	
	Transizione Energetica (10%)	●
	Economia Circolare (10%)	●
	CREAZIONE DI VALORE PER GLI STAKEHOLDER E GLI SHAREHOLDER	

Cosa facciamo

Piani di incentivazione variabile con obiettivi, finanziari e non finanziari, predeterminati e misurabili, in coerenza con il Piano strategico

Pay-mix dei ruoli esecutivi con significativa incidenza delle componenti di lungo termine

Valutazione delle performance sia in termini assoluti che relativi rispetto ai peer di settore

Periodi di maturazione degli incentivi di lungo termine non inferiori a 3 anni, e clausole di lock-up per gli strumenti azionari

Clausole di malus e clawback, nei casi di errore, dolo e gravi e intenzionali violazioni di leggi e/o regolamenti, del Codice Etico o delle norme aziendali

Piano di engagement strutturato per raccogliere le aspettative e i feedback dei nostri azionisti

Cosa non facciamo

Nessun livello retributivo superiore ai riferimenti di mercato, in ambito nazionale e internazionale

Nessuna forma di remunerazione variabile per gli Amministratori non esecutivi

Nessuna forma di incentivazione di natura straordinaria per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale

Nessuna indennità di fine mandato o risoluzione del rapporto di lavoro superiore ai limiti di legge e/o di contratto

Nessun benefit di valore eccessivo, con limitazione ai benefit previdenziali, assistenziali e assicurativi

84573 857

TABELLA 2 – QUADRO DI SINTESI DELLA POLITICA SULLA REMUNERAZIONE 2020-2023

Componenti retributive	Finalità e condizioni	Criteri e parametri	Riferimenti massimi	Rif. P.
Politica retributiva e riferimenti di mercato	*Attrarre e fidelizzare risorse di elevata capacità manageriale e motivarle al raggiungimento di obiettivi sostenibili nel lungo periodo*	La Politica di Remunerazione per il mandato 2020-2023 assume come riferimento massimo (eventualmente rimodulabile) la Politica del mandato 2017-2020.		25
		Riferimento di mercato AD: Peer Group Eni *(Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Shell e Total)* che costituisce anche il riferimento per la misurazione dei parametri di performance relativa del Piano ILT azionario. Riferimento di mercato DIRS: ruoli di pari livello di responsabilità nell'ambito del settore industriale nazionale ed internazionale.		25
Remunerazione Fissa	*Valorizzare responsabilità, competenze ed esperienze*	Amministratore Delegato: Retribuzione fissa determinata in misura massima pari a quella del mandato 2017-2020, eventualmente riducibile in relazione alle deleghe conferite nel mandato, agli incarichi e deleghe attribuite e alla tipologia del rapporto di lavoro, tenuto conto del profilo di competenze/esperienze del candidato.	AD: Remunerazione fissa massima di €1.600.000	26
		Dirigenti con Responsabilità Strategiche (DIRS): Retribuzione fissa definita in relazione al ruolo assegnato ed eventualmente adeguata con riferimento ai livelli retributivi mediani di mercato.		34
Piano di Incentivazione di Breve Termine	*Motivare il conseguimento degli obiettivi annuali in ottica di sostenibilità nel medio lungo termine* (Piano soggetto a malus/clawback)	Obiettivi 2020 AD: *1) Risultati economico-finanziari: EBT (12,5%) e Free cash flow (12,5%)* *2) Risultati operativi e sostenibilità dei risultati economici: produzione idrocarburi (12,5%) e risorse esplorative (12,5%)* *3) Sostenibilità ambientale e capitale umano: Emissioni CO_2 (12,5%) e Severity Incident Rate (12,5%)* *4) Efficienza e solidità finanziaria: ROACE (12,5%) e Debt/EBITDA (12,5%)* Obiettivi 2020 DIRS: Obiettivi di business e individuali declinati sulla base della struttura prevista per l'AD/DG in relazione alle responsabilità assegnate. Misurazione Obiettivi - Scala di risultato: 70 ÷ 150 punti (target=100) - al di sotto di 70 punti il risultato dell'obiettivo e considerato pari a zero - la soglia minima di incentivazione e collocata ad 85 punti di risultato complessivo - coefficiente di rettifica del punteggio complessivo pari a 1,1 in presenza di eventuali operazioni di evoluzione di portafoglio non previste a budget di particolare rilevanza strategica, entro il limite dei 150 punti Livello di Incentivazione - Incentivo base: definito in % della rem. fissa e differenziato per livello di ruolo - incentivo maturato: tra l'85% e il 150% dell'incentivo base, articolato in una *quota annuale (65%) ed una quota differita (35%)* sottoposta a condizioni di risultato triennali ed erogabile in misura variabile tra il 28% e il 230% della quota attribuita	AD: - Incentivo base: riferimento massimo pari al 150% della rem. fissa. - Quota annuale erogabile: - soglia 83% della rem. fissa - target 98% della rem. fissa - massimo 146% della rem. fissa. - Quota differita erogabile: - soglia 38% della rem. fissa - target 68% della rem. fissa - massimo 181% della rem. fissa. DIRS - Incentivo base: fino a un massimo pari al 100% della retribuzione fissa. - Quota annuale erogabile: fino a un massimo pari al 98% della retribuzione fissa. - Quota differita erogabile: fino a un massimo pari al 121% della retribuzione fissa.	27-30 34
Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022	*Promuovere la creazione di valore per gli azionisti e la sua sostenibilità nel lungo periodo* (Piano soggetto a malus/clawback)	N. Azioni attribuite Determinato dal rapporto tra un valore monetario base e il prezzo di attribuzione delle azioni (pari alla media dei prezzi nei quattro mesi antecedenti l'attribuzione). Parametri di Performance triennali 1) 25% Obiettivo di Mercato: collegato al Total Shareholder Return (relativo) 2) 20% Obiettivo Industriale: Net Present Value delle Riserve Certe (relativo) 3) 20% Obiettivo Economico-Finanziario: Free Cash Flow Organico (assoluto) 4) 35% Obiettivi di Sostenibilità Ambientale e Transizione Energetica, articolato come segue: 4.1) 15% Obiettivo di Decarbonizzazione: Intensità Emissioni di CO_2eq (assoluto) 4.2) 10% Obiettivo di Transizione Energetica: Sviluppo Generazione Elettrica da Fonti Rinnovabili (assoluto) 4.3) 10% Obiettivo di Economia Circolare: Realizzazione di Progetti rilevanti nell'ambito dei biocarburanti (assoluto) Misurazione risultati nel periodo di performance triennale - Parametri di tipo relativo (TSR, NPV): rispetto al Peer Group - Parametri di tipo assoluto (FCF, Decarbonizzazione, Transizione Energetica ed Economia Circolare): rispetto ai target di Piano Strategico N. Azioni assegnate al termine del periodo di maturazione Determinato in funzione dei risultati nel triennio secondo un moltiplicatore variabile tra il 40% (*valore soglia*) e il 180% del numero di azioni attribuite. Periodo di indisponibilità delle azioni Per tutti i destinatari (se in servizio) una quota del 50% delle azioni assegnate resta vincolata per un periodo di 1 anno dalla data di assegnazione.	AD: - Controvalore azioni attribuite: riferimento massimo pari al 150% della remunerazione fissa complessiva. - Controvalore azioni assegnate: - soglia 60% della rem. fissa - target 174,75% della rem. fissa - massimo 270% della rem. fissa. DIRS - Controvalore azioni attribuite: in relazione al livello di ruolo, fino ad un massimo pari al 75% della retribuzione fissa. - Controvalore azioni assegnate: in relazione al livello di ruolo, fino ad un massimo pari al 135% della retribuzione fissa. *N.B.: i valori monetari indicati sono calcolati al netto degli effetti di eventuali variazioni del prezzo del titolo.*	30-32 34
Benefici non monetari	*Promuovere la fidelizzazione delle risorse manageriali*	Benefit prevalentemente assicurativi e assistenziali in linea con quelli definiti dalla contrattazione collettiva nazionale e dagli accordi integrativi aziendali per i Dirigenti (inclusi DG e DIRS).	- Previdenza complementare - Assistenza sanitaria integrativa - Coperture assicurative - Autovettura ad uso promiscuo	33-34
Trattamenti di fine carica e/o rapporto	*Tutelare la Società da potenziali rischi di contenzioso e/o concorrenziali nei casi di risoluzione non motivata da giusta causa*	Indennità di cessazione della carica di AD e del rapporto di lavoro Da definire sulla base degli incarichi e della tipologia del rapporto di lavoro, secondo i seguenti criteri: - rapporto di amministrazione dell'AD: indennità per i casi di mancato rinnovo dell'incarico e/o revoca anticipata senza giusta causa, nonché in caso di dimissioni conseguenti a una riduzione essenziale delle deleghe; - rapporto di lavoro dirigenziale (incluso DG): indennità per i casi di risoluzione consensuale definita secondo le politiche aziendali, nei limiti delle tutele previste dal Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro Dirigenti (CCNL). Le indennità non sono corrisposte nei casi di licenziamento per giusta causa e/o dimissioni non giustificate da riduzioni delle deleghe. Patto di non concorrenza AD Eventuale mantenimento di un patto opzionale, a tutela degli interessi della Società, con corrispettivo definito in relazione agli obblighi previsti dal Patto (durata e ampiezza dei vincoli). Patto di non concorrenza DIRS Esclusivamente per i casi di risoluzione che presentino elevati rischi concorrenziali connessi alla criticità del ruolo e con corrispettivo correlato alla retribuzione e agli obblighi previsti dal Patto (durata e ampiezza dei vincoli).	Indennità AD (riferimenti massimi): - AD: max 2 annualità della rem. fissa - Eventuale rapporto di lavoro dirigenziale (DG): max 2 annualità della retribuzione fissa e dell'incentivo di breve termine Eventuale corrispettivo del patto di non concorrenza AD (riferimenti massimi): - componente fissa: max 1 annualità della remunerazione fissa; - componente variabile: in funzione della performance media dei 3 anni precedenti: - 0 per performance inferiori al target - €500.000 per performance target - €1.000.000 per performance massima. Il corrispettivo dell'opzione prevede un riferimento massimo pari a €300.000.	33

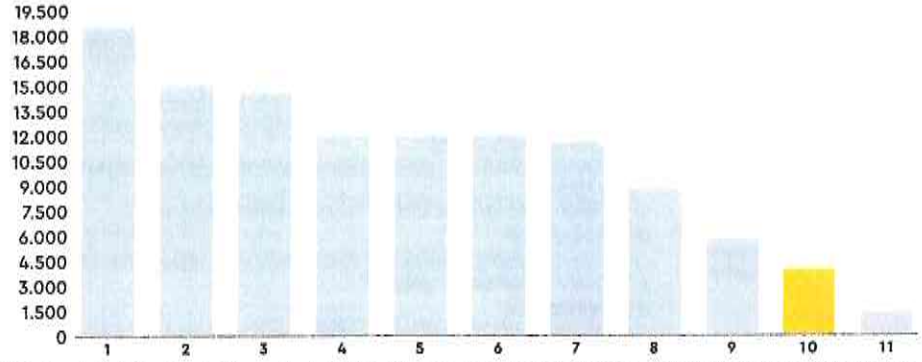
84573 /858

Remunerazione dell'AD/DG verso il Peer Group

Posizionamento Remunerazione Totale Eni vs. Peer Group

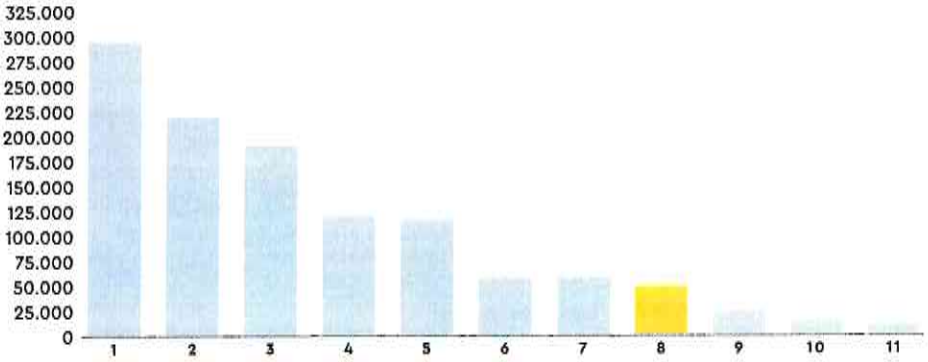
I grafici 4 e 5 illustrano rispettivamente il posizionamento della remunerazione totale media dell'AD Eni nel periodo 2016-2018 rispetto a quella delle società del Peer Group, e il posizionamento in termini di capitalizzazione media nello stesso periodo. I grafici evidenziano per Eni un posizionamento al 10° posto della remunerazione totale rispetto ad un posizionamento all'8° posto in termini di capitalizzazione.

GRAFICO 4 – REMUNERAZIONE TOTALE MEDIA 2016-2018[a] (migliaia di euro)



(a) Per le società del Peer Group è stato considerato il valore della remunerazione totale riportata nelle tabelle dei Remuneration Report 2016-2018.

GRAFICO 5 – CAPITALIZZAZIONE DI MERCATO MEDIA 2016-2018 (milioni di euro)



Nella tabella 3 si riporta la composizione del Peer Group di riferimento, costituito dai principali concorrenti Oil & Gas di Eni con attività prevalente nell'upstream, in relazione al maggior peso di tale settore nell'attività di Eni, e le relative caratteristiche dimensionali e differenze con Eni.

Caratteristiche del Peer Group di riferimento

TABELLA 3 – CARATTERISTICHE PEER GROUP

	Azienda	Capitalizzazione Media 2016-2018 (Mld €)	Produzione 2018 (Mln boed)	Riserve 2018 (Mld BOE)	Compensation Peer	Performance Peer
1.	Exxon Mobil	301	4,0	24,3	√	√
2.	Royal Dutch Shell	220	3,8	11,6	√	√
3.	Chevron	197	2,9	12,1	√	√
4.	Total	120	2,8	12,1	√	√
5.	BP	117	3,8	19,9	√	√
6.	Equinor	59	2,0	6,2	√	√
7.	ConocoPhillips	59	1,3	5,3	√	√
8.	Occidental[1]	46	0,7	2,8	√	√
9.	Apache	15	0,5	1,2	√	√
10.	Marathon Oil	12	0,4	1,3	√	√
	Mediana Peer Group	88	2,4	8,9		
	Eni	**52**	**1,9**	**7,2**		
	Δ% Eni vs. Peer Group	*-41%*	*-22%*	*-19%*		

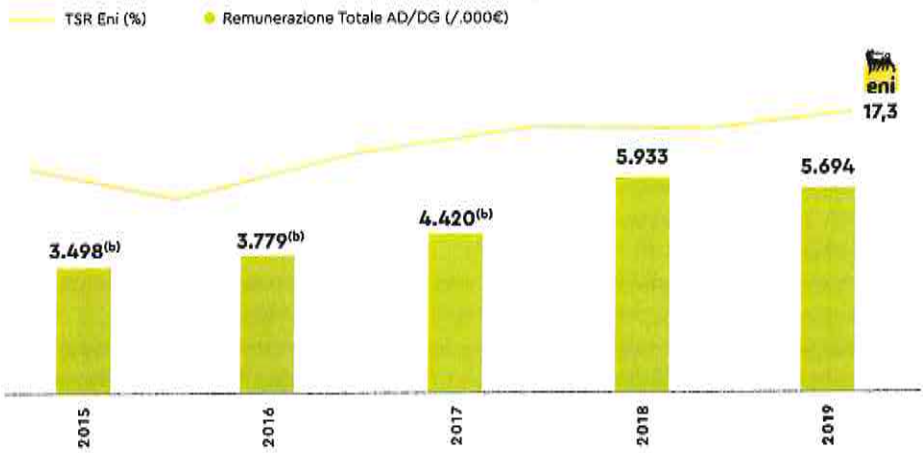
(a) Occidental sostituisce Anadarko a seguito dell'operazione di fusione tra le due società.

84573 859

Il grafico 6 presenta un confronto tra l'andamento del TSR del titolo Eni e la remunerazione totale dell'AD/DG, nel periodo 2015-2019.

Allineamento della remunerazione con la performance

GRAFICO 6 – ANALISI PAY FOR PERFORMANCE (TSR Eni vs. Remunerazione Totale AD/DG 2015-2019)[a]



(a) Dati riportati nella Tabella 1 delle Relazioni sulla Remunerazione Eni 2016-2020.
(b) Per il 2015, 2016 e 2017 nella remunerazione totale sono stati inclusi anche gli incentivi maturati in favore dell'AD/DG in relazione al precedente ruolo ricoperto di DG della Divisione E&P.

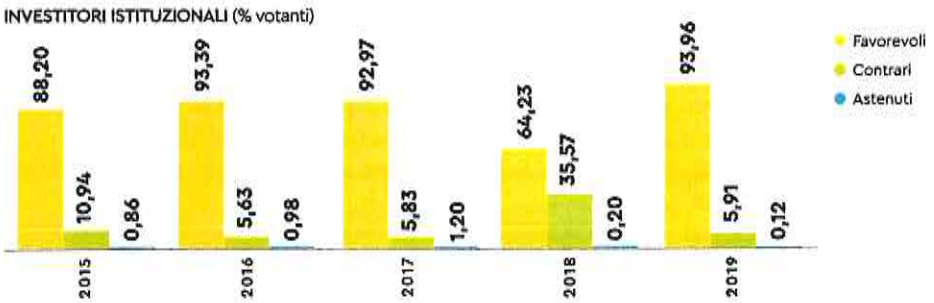
Risultati del voto assembleare sulla Politica di Remunerazione Eni

L'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2019, secondo quanto previsto dalla normativa all'epoca vigente, ha espresso un voto consultivo sulla prima sezione della Relazione sulla Remunerazione 2019. La percentuale dei voti favorevoli è risultata pari, nel 2019, al 96,78% dei votanti complessivi, e al 93,96% dei soli investitori istituzionali, con un gradimento medio complessivo, nell'ultimo quinquennio, pari a circa il 90%.

Consenso medio pari al 93%

GRAFICO 7 – RISULTATI 2015-2019 DEL VOTO ASSEMBLEARE SULLA RELAZIONE SULLA REMUNERAZIONE ENI

Consenso medio pari al 86,5%



84573/860

Sezione I – Politica sulla Remunerazione per il mandato 2020–2023

Governo societario

ORGANI E SOGGETTI COINVOLTI

Coerenza della Politica con le previsioni normative e statutarie

La Politica in materia di remunerazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione Eni, dei componenti dell'organo di controllo (Collegio Sindacale), nonché dei Direttori Generali e degli altri Dirigenti con responsabilità strategica, è definita in coerenza con le previsioni normative e statutarie, secondo le quali:

- l'Assemblea dei soci determina i compensi del Presidente e dei componenti del Consiglio di Amministrazione, all'atto della nomina e per tutta la durata del mandato (Art. 2389 c.c., comma 1 e Art. 26 dello Statuto Eni);
- l'Assemblea dei soci determina i compensi dei membri dei componenti degli organi di controllo, all'atto della nomina e per l'intero periodo di durata del loro ufficio (Art. 2402 c.c.);
- il Consiglio di Amministrazione determina la remunerazione degli Amministratori con deleghe e per la partecipazione ai Comitati consiliari, sentito il parere del Collegio Sindacale (Art. 2389 c.c., terzo comma).

In linea con il modello di governo societario di Eni[13], al Consiglio spettano inoltre:

- la definizione degli obiettivi e l'approvazione dei risultati aziendali ai quali è connessa la determinazione della remunerazione variabile degli Amministratori;
- l'approvazione, nell'ambito della Politica sulla remunerazione descritta nella prima sezione della presente Relazione, delle raccomandazioni e criteri generali per la remunerazione, rispettivamente, dei membri del Collegio Sindacale e dei Dirigenti con responsabilità strategiche;
- la definizione, su proposta del Presidente d'intesa con l'Amministratore Delegato, della struttura della remunerazione del Responsabile della funzione di Internal Audit, in coerenza con le politiche retributive della Società, previo parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, nonché sentito il Collegio Sindacale.

Aderendo alle raccomandazioni contenute nel Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione è supportato, per quanto riguarda le tematiche di remunerazione, anche per quanto riguarda l'iter di definizione ed eventuale revisione della Politica da sottoporre all'approvazione assembleare, da un Comitato di Amministratori non esecutivi e indipendenti (Comitato Remunerazione) avente funzioni propositive e consultive in materia.

La Politica sulla remunerazione è approvata dal Consiglio su proposta del Comitato Remunerazione ed è sottoposta all'esame dell'Assemblea, che, a partire dal 2020, sarà chiamata ad esprimersi in merito con voto vincolante, con la cadenza richiesta dalla durata della stessa e comunque almeno ogni tre anni, ovvero in caso di cambiamenti. Sempre a partire dal 2020, l'Assemblea sarà tenuta inoltre ad esprimersi, con un voto consultivo, anche sulla seconda sezione della Relazione, relativa all'illustrazione dei compensi corrisposti nell'esercizio.

COMITATO REMUNERAZIONE ENI

COMPOSIZIONE, NOMINA E ATTRIBUZIONI

Il Comitato è composto da 4 Amministratori non esecutivi e indipendenti

Il Comitato Remunerazione Eni è stato istituito dal Consiglio di Amministrazione per la prima volta nel 1996. La composizione e nomina, i compiti e le modalità di funzionamento del Comitato, in linea con quanto previsto dalle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, sono disciplinati da un apposito Regolamento, approvato dal Consiglio di Amministrazione e messo a disposizione del pubblico sul sito internet della Società[14].

Il Comitato può essere composto da tre a quattro Amministratori non esecutivi, tutti indipendenti, ai sensi di legge e dello stesso Codice di Autodisciplina; il Regolamento consente inoltre che il Comitato sia composto da Amministratori non esecutivi in maggioranza indipendenti, prevedendo che in tal caso il Presidente sia scelto tra gli Amministratori indipendenti. Il Regolamento prevede inoltre che almeno un componente del Comitato possieda adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutata dal Consiglio al momento della nomina (Art. 6.P.3).

Si riportano di seguito i dettagli relativi alla composizione e alle riunioni del Comitato nel corso del 2019.

(13) Per maggiori informazioni sul sistema di governance Eni si rinvia alla "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari" pubblicata nella sezione "Chi siamo/Governance" del sito internet della Società.

(14) Il Regolamento del Comitato Remunerazione è disponibile nella sezione "Chi siamo/Governance" del sito internet della Società.

84573/861

GRAFICO 8 – COMPOSIZIONE DEL COMITATO[a]

Andrea Gemma (Presidente)

Pietro A. Guindani[b]

Alessandro Lorenzi[b]

Diva Moriani

riunioni nel 2019*

Durata media:

e minuti

(a) Composizione deliberata a seguito del rinnovo degli organi societari (CdA del 13 aprile 2017 e relativo comunicato stampa in pari data). Il Comitato è integralmente composto da Amministratori non esecutivi e indipendenti, ai sensi di legge e del Codice di Autodisciplina.
(b) Gli Amministratori Guindani e Lorenzi sono stati eletti dalla lista di minoranza.
(*) In relazione alle determinazioni del Consiglio di Amministrazione del 25 luglio 2019, le riunioni del 9 ottobre e 7 novembre sono state presiedute dal Consigliere Lorenzi.

Le funzioni consultive e propositive del Comitato Remunerazione

Il Chief Services & Stakeholder Relations Officer di Eni o, in sua vece, l'Executive Vice President Compensation & Benefits, svolge il ruolo di Segretario del Comitato. Il Segretario assiste il Comitato e il suo Presidente nello svolgimento delle relative attività, con il supporto delle competenti funzioni aziendali di Compensation & Benefit.

Il Comitato svolge le seguenti funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in coerenza con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina (Art. 6.P.4 e Art. 6.C.5):

- sottopone all'approvazione del Consiglio di Amministrazione la Relazione sulla Remunerazione e in particolare la Politica per la Remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche, per la sua presentazione all'Assemblea degli azionisti convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio, nei termini previsti dalla legge;
- valuta periodicamente l'adeguatezza, la coerenza complessiva e la concreta applicazione della Politica adottata, formulando al Consiglio proposte in materia;
- formula le proposte relative alla remunerazione della Presidente e dell'Amministratore Delegato, con riguardo alle varie forme di compenso e di trattamento economico;
- formula le proposte relative alla remunerazione dei componenti dei Comitati di Amministratori costituiti dal Consiglio;
- propone, esaminate le indicazioni dell'Amministratore Delegato, i criteri generali per la remunerazione dei Dirigenti con responsabilità strategiche, i piani di incentivazione annuale e di lungo termine, anche a base azionaria, nonché la definizione degli obiettivi e la consuntivazione dei risultati aziendali connessi alla determinazione della remunerazione variabile degli Amministratori con deleghe e all'attuazione dei piani di incentivazione;
- monitora l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio;
- riferisce al primo Consiglio di Amministrazione utile tramite il Presidente del Comitato, sulle questioni più rilevanti esaminate dal Comitato nel corso delle riunioni; riferisce inoltre al Consiglio sull'attività svolta almeno semestralmente e non oltre il termine per l'approvazione della Relazione Finanziaria Annuale e della Relazione Semestrale, nella riunione consiliare indicata dalla Presidente del Consiglio di Amministrazione.

Inoltre, nell'esercizio delle proprie funzioni il Comitato esprime i pareri eventualmente richiesti dalla vigente procedura aziendale in tema di operazioni con parti correlate, nei termini previsti dalla medesima procedura.

MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO

Verbalizzazione delle riunioni e partecipazione dei Sindaci alle riunioni del Comitato

Secondo quanto previsto dal Regolamento, il Comitato si riunisce con la frequenza necessaria per l'adempimento delle proprie funzioni, di norma nelle date previste nel calendario annuale degli incontri approvato dallo stesso Comitato, ed è validamente riunito in presenza di almeno la maggioranza dei componenti in carica. Il Presidente del Comitato convoca e presiede le riunioni; in caso di sua assenza o impedimento, la riunione è presieduta dal componente più anziano di età presente. Il Comitato decide a maggioranza assoluta dei presenti; in caso di parità prevale il voto del Presidente del Comitato. La verbalizzazione delle riunioni è curata dal Segretario del Comitato, che può farsi assistere, allo scopo, dall'Executive Vice President Compensation & Benefits. Alle riunioni del Comitato partecipa la Presidente del Collegio Sindacale o un altro Sindaco effettivo da questa designato; possono comunque partecipare anche gli altri Sindaci. Alle riunioni possono partecipare, su invito del Presidente del Comitato per conto del Comitato stesso, la Presidente del Consiglio di Amministrazione e l'Amministratore Delegato, possono inoltre partecipare alle riunioni i Dirigenti della Società o altri soggetti, inclusi altri componenti del Consiglio di Amministrazione, per fornire informazioni e valutazioni su singoli punti all'ordine del giorno.

84573 1862

Nessun Amministratore e, in particolare, nessun Amministratore con deleghe, prende parte alle riunioni del Comitato in cui vengono formulate le proposte al Consiglio relative alla propria remunerazione (Art. 6.C.6), salvo che si tratti di proposte che riguardano la generalità dei componenti dei Comitati costituiti nell'ambito del Consiglio di Amministrazione. Restano inoltre ferme le disposizioni applicabili alla composizione del Comitato qualora lo stesso sia chiamato a svolgere i compiti richiesti dalla procedura in materia di operazioni con parti correlate adottata dalla Società.

Consultazione di consulenti esterni indipendenti

Il Comitato, nello svolgimento delle proprie funzioni, ha la facoltà di accedere alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei propri compiti, nonché di avvalersi di consulenti esterni che non si trovino in situazioni tali da comprometterne l'indipendenza di giudizio, nei termini ed entro i limiti di budget stabiliti dal Consiglio di Amministrazione (Art. 4.C.1, lett. e; Art. 6.C.7).

1° TRIMESTRE

GOVERNANCE
Definizione delle Linee Guida sulla Remunerazione.
Predisposizione della Relazione sulla Remunerazione.

COMPENSATION
Valutazione periodica della Politica adottata nel precedente esercizio ed esame degli studi di confronto retributivo.
Definizione obiettivi correlati ai Piani di incentivazione variabile.
Consuntivazione dei risultati correlati al Piano IBT.
Attuazione del Piano IBT.

ENGAGEMENT
Esame degli esiti delle attività di ingaggio svolte con i principali investitori istituzionali e proxy advisor.

GENNAIO - MARZO

2° TRIMESTRE

GOVERNANCE
Presentazione della Relazione sulla Remunerazione in Assemblea.

COMPENSATION
Consuntivazione dei risultati correlati al Piano ILT.

ENGAGEMENT
2° ciclo di incontri con gli investitori istituzionali e i proxy advisor.
Esame degli esiti delle attività di ingaggio svolte con i principali investitori istituzionali e proxy advisor.

APRILE - GIUGNO

Governance

All'inizio del 2019, in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, il Comitato ha effettuato la valutazione periodica della Politica sulla Remunerazione attuata nel 2018, anche ai fini della definizione delle proposte di Linee Guida di Politica per il 2019, prevedendo il mantenimento della struttura e dei criteri di remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche definiti nel 2017 per l'intero mandato, per quanto riguarda in particolare la semplificazione del sistema di incentivazione variabile, secondo quanto più in dettaglio esposto nella Relazione sulla Remunerazione 2017.

Il Comitato ha svolto quindi l'esame della Relazione sulla Remunerazione Eni 2019 ai fini della successiva approvazione del Consiglio e presentazione in Assemblea, svolgendo in autunno una sessione dedicata all'esame dei risultati della stagione assembleare 2019, a confronto con i risultati delle principali società quotate italiane ed europee nonché delle società facenti parte del Peer Group di riferimento.

Sempre nell'autunno 2019 il Comitato ha svolto il monitoraggio periodico sull'evoluzione del quadro normativo di riferimento e sugli standard di mercato nella rappresentazione delle informazioni in ambito remunerazione, con un focus specifico sulle novità introdotte dal D.Lgs. n.49/2019, che ha recepito la Direttiva SRD II, introducendo un voto vincolante dell'assemblea sulla politica di remunerazione descritta nella prima sezione della Relazione, nonché un voto consultivo sulla seconda sezione, relativa ai compensi corrisposti nell'esercizio di riferimento. Il Comitato è stato inoltre informato della consultazione avviata da Consob sulle modifiche regolamentari relative ai contenuti di dettaglio della Relazione, nonché sulle policy di voto emanate, per il 2020, da alcuni rilevanti proxy advisor e investitori istituzionali.

Nell'esercizio in corso, in aggiunta alle attività ordinariamente previste nel proprio ciclo annuale, il Comitato continuerà l'approfondimento sui contenuti e sulle misure di recepimento della Direttiva SRD II, ed avvierà inoltre le ordinarie attività di ricognizione connesse alla scadenza del mandato e conseguenti al rinnovo degli organi societari.

Compensation

Per quanto riguarda i temi inerenti l'attuazione delle Politiche retributive, alla luce dei criteri approvati per l'intero mandato, il Comitato nel 2019 ha svolto le seguenti attività:

- consuntivazione dei risultati aziendali 2018 ai fini dell'attuazione dei Piani di incentivazione di breve e di lungo termine, secondo una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato al fine di neutralizzare gli effetti positivi o negativi derivanti da fattori esogeni e di consentire una valutazione obiettiva dei risultati raggiunti;
- definizione degli obiettivi di risultato 2019 connessi ai Piani di incentivazione variabile;
- definizione della proposta di attuazione del Piano di Incentivazione di Breve Termine con Differimento per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale;
- finalizzazione della proposta di attuazione (attribuzione 2019) del Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2017-2019 per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale e per le risorse manageriali critiche per il business;
- finalizzazione della proposta relativa all'esercizio del diritto di opzione per l'attivazione del patto di non concorrenza convenuto con l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, secondo quanto già esposto nella Relazione sulla Remunerazione 2019[15].

(15) Relazione sulla Remunerazione 2019, Sezione I, Linee Guida di Politica sulla Remunerazione 2019, Amministratore Delegato e Direttore Generale, nota n. 34 (pag. 29).

84573/863

ATTIVITÀ SVOLTE NEL 2019 E PROGRAMMATE PER IL 2020

Nel corso del 2019, il Comitato Remunerazione si è riunito complessivamente dieci volte, con una partecipazione media del 100% dei suoi componenti e una durata media pari a 2 h e 10 minuti. A tutte le riunioni del Comitato ha preso parte almeno un componente del Collegio Sindacale, con una partecipazione costante anche della Presidente del Collegio Sindacale. Su invito del Presidente del Comitato, sono inoltre intervenuti, nel corso di specifiche riunioni, Dirigenti della Società e consulenti incaricati, per fornire le informazioni e i chiarimenti ritenuti necessari, dal Comitato stesso, all'approfondimento delle istruttorie svolte.

Per il primo quadrimestre 2020 il Comitato in carica ha programmato lo svolgimento di quattro riunioni, tre delle quali già svolte alla data di approvazione della presente Relazione. Le successive riunioni saranno programmate, a valle del rinnovo degli organi societari, dal nuovo Comitato.

Di seguito si rappresentano le principali attività che hanno impegnato il Comitato nell'esercizio finanziario di riferimento, con indicazione anche delle principali iniziative in programma per l'anno in corso, in linea con il proprio ciclo di attività annuale.

3° TRIMESTRE — LUGLIO - SETTEMBRE

GOVERNANCE
Esame comparativo dei risultati del voto assembleare sulla Politica.

4° TRIMESTRE — OTTOBRE - DICEMBRE

GOVERNANCE
Monitoraggio del quadro normativo e delle politiche di voto degli investitori istituzionali e proxy advisor.

COMPENSATION
Attuazione del Piano ILT.

ENGAGEMENT
Definizione del Piano annuale di engagement
1° ciclo di incontri con gli investitori istituzionali e i proxy advisor.

avvio del processo di definizione della proposta relativa al nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022 per l'Amministratore Delegato e le risorse manageriali strategiche;

aggiornamento degli studi di benchmark retributivi e avvio del processo di definizione delle proposte di Linee Guida di Politica sulla remunerazione per il mandato 2020-2023.

Nell'esercizio in corso, in aggiunta a quanto ordinariamente previsto dal proprio ciclo di attività annuale, il Comitato ha completato le istruttorie relative alle proposte di Politica per il nuovo mandato consiliare 2020-2023 e al nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario per l'Amministratore Delegato e le risorse manageriali strategiche, secondo quanto più in dettaglio illustrato nella prima sezione della presente Relazione[16].

A valle del rinnovo degli organi societari, il Comitato sarà inoltre chiamato a formulare le proposte relative alla remunerazione degli Amministratori con deleghe e degli Amministratori non esecutivi per la partecipazione ai Comitati consiliari, da sottoporre all'approvazione del Consiglio di Amministrazione, previo parere non vincolante del Collegio Sindacale, in coerenza con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina (Art. 6.C.5) e delle applicabili disposizioni legislative e statutarie.

Engagement

Nel corso della costante attività di monitoraggio svolta sugli orientamenti degli investitori istituzionali e dei principali proxy advisor sui temi di remuneration, nel corso del 2019, il Comitato ha svolto le seguenti attività:

verifica degli esiti degli incontri svolti con i principali investitori istituzionali e proxy advisor in vista dell'Assemblea, ai fini della massimizzazione del consenso assembleare sulla Politica sulla Remunerazione 2019; ai suddetti incontri ha preso parte anche il Presidente del Comitato a testimonianza della rilevanza attribuita dal Comitato stesso al dialogo con gli azionisti;

analisi di risk assessment, di scenario, esame della composizione dell'azionariato, anche con riferimento alle caratteristiche del segmento degli azionisti retail, nonché approfondimento delle raccomandazioni di voto emesse dai principali proxy advisor con elaborazione delle relative proiezioni di voto,con il supporto di primarie società di consulenza;

avvio di una ulteriore intensa attività di contatto con un'ampia platea di investitori, in vista dell'assemblea annuale, per promuoverne la partecipazione e il supporto alla Politica di remunerazione Eni.

Nella seconda metà dell'anno, il Comitato ha esaminato i criteri generali per la definizione del Piano di engagement 2020, attraverso lo svolgimento di preliminari attività di analisi e segmentazione degli investitori istituzionali intervenuti nell'Assemblea degli Azionisti 2019, tenuto conto, ai fini della definizione del target, di criteri relativi alla rilevanza della posizione detenuta nella società e al voto espresso nelle ultime assemblee.

Il Comitato ha inoltre valutato l'opportunità di mantenere aperto un canale di comunicazione con i principali proxy advisor, in considerazione del ruolo da questi svolto e della loro significativa influenza sul comportamento di voto degli investitori, per quanto riguarda in particolare quelli con portafogli molto diversificati e con numerose partecipazioni estere, secondo quanto rilevato anche dal legislatore comunitario nella recente Direttiva SRD II.

Nell'esercizio in corso si proseguirà con l'implementazione del Piano 2020, con l'obiettivo di favorire l'impegno e la partecipazione degli investitori nell'Assemblea programmata per il prossimo 13 maggio, e chiamata per la prima volta ad esprimere un indirizzo vincolante sui criteri e i riferimenti per la remunerazione degli amministratori.

(16) Si veda in particolare il capitolo Linee Guida di Politica sulla Remunerazione 2020-2023.

84573 | 864

RAPPORTI CON GLI AZIONISTI SUI TEMI DI REMUNERAZIONE

Adozione di un'articolata strategia di engagement:
- Cicli di incontri periodici
- Cura dell'evento assembleare
- Aggiornamento costante delle informazioni disponibili sul web

Eni valorizza il dialogo con i propri azionisti e investitori istituzionali sui temi di remunerazione da lungo tempo, consapevole della rilevanza del coinvolgimento degli azionisti nel processo di definizione e di verifica delle effettive modalità di implementazione della Politica per la remunerazione di Amministratori e Dirigenti con responsabilità strategiche, secondo quanto riconosciuto anche dal legislatore, in sede di recepimento degli indirizzi derivanti dalla Direttiva SRD II. In tale contesto, assume particolare rilievo l'analisi svolta sul voto assembleare che Eni ha implementato sin dal 2012, ponendo particolare attenzione agli orientamenti di voto delle minoranze azionarie e all'evoluzione, nel tempo, delle loro posizioni.

Tale attività si svolge attraverso una pluralità di strumenti e canali di comunicazione: l'organizzazione di incontri e conference-call a carattere periodico, l'evento assembleare, quale momento conclusivo di verifica del confronto svolto, la messa a disposizione, sul proprio sito web, di informazioni dettagliate e complete.

Il dialogo con i più rilevanti investitori istituzionali e i principali proxy advisor sui temi di remunerazione è, in particolare, assicurato dalla definizione di un articolato piano di engagement implementato su base annuale dalle competenti funzioni aziendali di Compensation & Benefit e Investor Relations, a supporto delle proposte di Politica da sottoporre all'esame degli azionisti in Assemblea.

Il Comitato è costantemente informato sulle attività di definizione ed attuazione del Piano annuale di engagement: gli esiti degli incontri effettuati sono monitorati e i riscontri e le indicazioni ricevute sono analizzati e valutati per poter fornire eventuali chiarimenti e verificare il superamento di potenziali criticità.

Il Presidente del Comitato, d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione, può partecipare agli incontri, a voler sottolineare l'importanza della comunicazione diretta con il mercato sui temi di competenza del Comitato stesso.

In adesione alle indicazioni del Codice di Autodisciplina (Art. 6 - Commento), il Comitato riferisce infine sulle proprie modalità di funzionamento all'Assemblea annuale degli azionisti, tramite il suo Presidente o altro componente da questi designato.

GRAFICO 9 - PIANO DI ENGAGEMENT ANNUALE

	SETTEMBRE - DICEMBRE	GENNAIO - APRILE	MAGGIO - LUGLIO
Engagement	Definizione Piano annuale di Engagement 1° ciclo di incontri con i principali investitori istituzionali e proxy advisor Monitoraggio e analisi di scenario (quadro normativo, politiche di voto, best practice) Analisi degli esiti delle attività di engagement effettuate	2° ciclo di incontri con i principali investitori istituzionali e proxy advisor Analisi degli esiti delle attività di engagement effettuate Esame delle raccomandazioni di voto dei proxy advisor Elaborazione delle proiezioni di voto	Assemblea degli azionisti: presentazione della Politica di Remunerazione programmata Esame comparativo del risultato di voto assembleare con focus sulla posizione degli investitori istituzionali

Ampia informativa sulla remunerazione degli Amministratori e della dirigenza è infine ulteriormente assicurata dal costante aggiornamento della voce "Remunerazione"[17] della sezione "Azienda/Governance" del sito internet della Società.

ITER DI APPROVAZIONE DELLA POLITICA SULLA REMUNERAZIONE E PRINCIPALI CAMBIAMENTI PROGRAMMATI PER IL 2020-2023

Politica coerente con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina

Il Comitato Remunerazione, in esercizio delle proprie attribuzioni, ha definito la struttura e i contenuti della Politica sulla Remunerazione, ai fini della predisposizione della presente Relazione, in particolare nelle riunioni del 20 gennaio, 19 febbraio e 2 marzo 2020, in coerenza con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina. Nell'assunzione delle proprie determinazioni, il Comitato ha tenuto conto degli esiti della valutazione periodica svolta sull'adeguatezza, coerenza complessiva e concreta applicazione delle Linee Guida di Politica 2019.

Il Comitato si è avvalso inoltre delle analisi di confronto retributivo elaborate da società di consulenza internazionali indipendenti (Mercer, Willis Towers Watson e Korn Ferry-Hay Group), per lo svolgimento dell'istruttoria finalizzata alla predisposizione delle nuove proposte di Politica sulla Remunerazione, che hanno sostanzialmente confermato un posizionamento prudente rispetto ai panel di riferimento.

(17) https://www.eni.com/it_IT/azienda/governance/remunerazione.page

84573/865

Ai fini della stesura della presente Relazione, sono state infine valutate le novità del quadro normativo di riferimento, per quanto riguarda in particolare gli aggiornamenti conseguenti al recepimento della Direttiva SRD II e le prassi riscontrate nella predisposizione della Relazione sulla Remunerazione, in ambito nazionale e internazionale.

Infine, a seguito degli incontri effettuati nel corso del primo ciclo di engagement con alcuni rilevanti investitori istituzionali e con i principali proxy advisor, il Comitato ha ricevuto conferma di un generale apprezzamento sulla struttura e sui livelli retributivi previsti dalla Politica di remunerazione precedentemente in vigore.

Conseguentemente, ai fini del disegno delle Linee Guida di Politica per il nuovo mandato, il Comitato ha proposto l'implementazione delle seguenti direttrici:

Nessun incremento nei livelli di remunerazione complessiva

- mantenimento, per i vertici aziendali, di un livello di remunerazione massima complessiva in linea con quelli definiti nel precedente mandato consiliare, senza prevedere, pertanto, incrementi della remunerazione fissa, che potrà essere definita, dal Consiglio entrante, in relazione alle deleghe effettivamente conferite e ai profili, in termini di competenze/esperienze, dei soggetti designati, entro i limiti precisati nelle Linee Guida illustrate nella presente Relazione;
- struttura e articolazione della Politica retributiva Eni in linea con quella precedentemente in vigore, che prevede due piani di incentivazione variabile, il primo di breve termine, con differimento, il secondo di lungo termine, di tipo azionario, destinato alle risorse manageriali la cui azione riveste una maggiore rilevanza sui risultati aziendali.

Linee Guida 2020-2023: novità principali

Il nuovo Piano di Incentivazione 2020-2023 di tipo azionario prevede l'introduzione di obiettivi assoluti legati in particolare al processo di decarbonizzazione e di transizione energetica, anche a seguito della rilevante attenzione riscontrata presso gli investitori sui temi di sostenibilità ambientale. Il nuovo Piano prevede inoltre l'applicazione di meccanismi di liquidazione pro-rata degli incentivi in favore dell'Amministratore Delegato, nei casi di scadenza o mancato rinnovo del mandato amministrativo.

Ulteriori novità previste dalla Politica 2020-2023 riguardano:

- l'integrazione delle clausole di mitigazione del rischio previste nell'ambito dei sistemi di incentivazione, con specifiche condizioni di malus, volte a consentire in via preventiva la verifica delle condizioni richieste ai fini dell'erogazione e/o assegnazione degli incentivi variabili;
- la previsione, in linea con quanto richiesto dalla normativa in recepimento della Direttiva SRD II, di specifiche raccomandazioni sulla retribuzione dei componenti il Collegio Sindacale, la cui puntuale definizione è demandata all'Assemblea chiamata, il prossimo 13 maggio, a rinnovare la composizione di tale organo.

La Politica sulla Remunerazione Eni per il 2020-2023 relativamente agli Amministratori, ai Sindaci e ai Dirigenti con responsabilità strategiche è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato Remunerazione, nella riunione del 18 marzo 2020, contestualmente all'approvazione della presente Relazione. In linea con quanto richiesto dalla normativa[18], la società PricewaterhouseCoopers, incaricata della revisione legale del bilancio, ha verificato l'avvenuta predisposizione della seconda sezione della presente Relazione.

L'attuazione delle politiche retributive definite in coerenza con la Politica approvata in sede assembleare, avviene da parte degli organi a ciò delegati, con il supporto delle competenti funzioni aziendali.

La Politica 2020-2023 non prevede la possibilità di applicare deroghe in fase attuativa. Eventuali future esigenze di revisione alla stessa saranno pertanto nuovamente sottoposte, dal Consiglio, su proposta del Comitato Remunerazione, ad approvazione assembleare.

Finalità e principi generali della Politica sulla Remunerazione

FINALITÀ

Coerenza con le strategie aziendali e con il modello di governance e le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina

La Politica sulla Remunerazione Eni contribuisce alla strategia aziendale, al perseguimento degli interessi di lungo termine e alla sostenibilità della società ed è definita in coerenza con il modello di governo societario adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina (del quale si richiamano, di seguito, i principali Principi e Criteri applicativi[19]), prevedendo in particolare che:

(18) Art.123-ter, comma 8-bis, del TUF, come modificato dall'Art. 3 del D.Lgs. n. 49/19.

(19) Con riferimento, come già anticipato in Premessa, a pag. 7 della presente Relazione, alla versione del Codice del luglio 2018. La Relazione da inoltre conto dei casi in cui le prassi adottate da Eni riflettano altresì le nuove raccomandazioni previste dalla revisione del Codice approvata nel gennaio 2020.

84573 | 866

- la remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche sia stabilita in misura sufficiente ad attrarre, trattenere e motivare persone di alto profilo professionale e manageriale (Art. 6.P.1) e sia definita in modo tale da allineare i loro interessi all'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti nel medio-lungo periodo (Art. 6.P.2);
- la remunerazione degli Amministratori non esecutivi sia adeguata alla competenza, professionalità e impegno richiesti dai compiti loro affidati in seno al Consiglio di Amministrazione, nell'ambito dei Comitati consiliari[20];
- la remunerazione dei membri del Collegio Sindacale sia commisurata alla competenza, alla professionalità e all'impegno richiesti, alla rilevanza del ruolo ricoperto nonché alle caratteristiche dimensionali e settoriali della Società (Art. 8.C.4)[21].

Obiettivi generali
- promozione dei valori aziendali
- riconoscimento di ruoli, responsabilità e risultati
- incentivi sostenibili nel lungo periodo in coerenza con il Piano Strategico

Il contributo della Politica sulla Remunerazione Eni per la realizzazione della mission aziendale, avviene attraverso:
- la promozione di azioni e comportamenti rispondenti ai valori e alla cultura della Società, nel rispetto dei principi di pluralità, pari opportunità, valorizzazione delle conoscenze e della professionalità delle persone, equità, non discriminazione e integrità previsti dal Codice Etico[22] e dalla Policy Eni "Le nostre persone"[23];
- il riconoscimento dei ruoli e delle responsabilità attribuite, dei risultati conseguiti e della qualità dell'apporto professionale, tenendo conto del contesto e dei mercati retributivi di riferimento;
- la definizione di sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico/finanziari, di sostenibilità ambientale e/o sociale e di sviluppo delle attività e responsabilità operative e individuali assegnate, definiti in un'ottica di perseguimento dei risultati nel lungo periodo, in coerenza con gli indirizzi del Piano Strategico della Società, tenendo conto delle prospettive di interesse dei diversi stakeholder.

PRINCIPI GENERALI

In attuazione delle suddette finalità, la remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche è definita in coerenza con i seguenti principi e criteri:

STRUTTURA DELLA REMUNERAZIONE DEI RUOLI ESECUTIVI

Periodi di vesting e/o differimento non inferiori ai 3 anni

Struttura retributiva adeguatamente bilanciata tra una componente fissa e una componente variabile, in funzione degli obiettivi strategici e della politica di gestione del rischio della Società, tenuto anche conto del relativo settore di attività (Art. 6.C.1 lett. a).
Remunerazione dei ruoli esecutivi aventi maggiore influenza sui risultati aziendali caratterizzata da una significativa incidenza delle componenti di incentivazione, in particolare di lungo termine (Art. 6.P.2), attraverso adeguati periodi di differimento e/o maturazione degli incentivi in un orizzonte temporale almeno triennale in coerenza con la natura di lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio (Art. 6.C.1 lett. e).

REMUNERAZIONE DEGLI AMMINISTRATORI NON ESECUTIVI

Nessuna forma di remunerazione variabile per gli Amministratori non esecutivi

Compensi commisurati alla competenza, professionalità e impegno loro richiesto in relazione alla partecipazione ai Comitati consiliari istituiti a norma dello Statuto (Art. 6.P.2); appropriata differenziazione tra il compenso previsto per il Presidente rispetto a quello dei componenti di ciascun Comitato, in considerazione del ruolo, da questi svolto, di coordinamento dei lavori e collegamento con gli Organi societari e le Funzioni aziendali; esclusione degli Amministratori non esecutivi dalla partecipazione a piani di incentivazione di tipo variabile, anche a base azionaria, salvo diversa deliberazione dell'Assemblea degli azionisti (Art. 6.C.4).

REMUNERAZIONE DEI MEMBRI DEL COLLEGIO SINDACALE

Compensi commisurati al ruolo svolto nonché alla competenza, professionalità e impegno richiesti anche in relazione alla partecipazione alle riunioni consiliari e dei Comitati consiliari, tenuto conto degli appropriati riferimenti di mercato in ambito nazionale, con adeguata differenziazione tra il compenso previsto per il Presidente rispetto a quello degli altri membri, in considerazione del ruolo, da questi svolto, di coordinamento dei lavori e di collegamento con gli Organi societari e le Funzioni aziendali.

(20) In tal senso la Politica sulla Remunerazione Eni riflette le raccomandazioni previste dal Codice di Autodisciplina, nella versione approvata a gennaio 2020 (punto 29).
(21) In tal senso la Politica sulla Remunerazione Eni riflette le raccomandazioni previste dal Codice di Autodisciplina, nella versione approvata a gennaio 2020 (punto 30).
(22) Per maggiori informazioni sul Codice Etico si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2019, disponibile nella sezione "Chi siamo/Governance" del sito internet della Società.
(23) Policy approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 28 luglio 2010.

84573|867

RIFERIMENTI DI MERCATO

Coerenza della remunerazione complessiva rispetto ai riferimenti di mercato applicabili per cariche analoghe o per ruoli di analogo livello di responsabilità e complessità, nell'ambito di panel di aziende nazionali e internazionali comparabili con Eni, attraverso specifici confronti retributivi effettuati con il supporto di fornitori internazionali.

Processi di pay setting e salary review ancorati agli applicabili riferimenti di mercato

REMUNERAZIONE FISSA

Componente fissa congruente rispetto alle deleghe e/o responsabilità attribuite, oltre che sufficiente a remunerare le prestazioni effettuate in caso di mancata erogazione della componente variabile (Art. 6.C.1 lett. c).

REMUNERAZIONE VARIABILE

Componente variabile definita entro limiti massimi (Art. 6.C.1 lett. b) e finalizzata ad ancorare la remunerazione ai risultati effettivamente conseguiti.

OBIETTIVI DI INCENTIVAZIONE E SOSTENIBILITÀ DEI RISULTATI

Obiettivi, finanziari e non finanziari, connessi alla remunerazione variabile di breve e di lungo termine, anche a base azionaria, definiti in coerenza con il Piano Strategico quadriennale e con le aspettative degli azionisti, allo scopo di promuovere un forte orientamento ai risultati e di coniugare la solidità operativa, economica e finanziaria con la sostenibilità sociale ed ambientale.

Valutazione delle performance di lungo termine in rapporto alla performance del peer

Gli obiettivi sono predeterminati, misurabili e tra loro complementari, al fine di rappresentare compiutamente le priorità essenziali ai fini dei risultati complessivi della Società (Art. 6.C.1 lett. d). Tali obiettivi sono definiti in modo da assicurare:

- la valutazione dei risultati annuali, aziendali e individuali, sulla base di una scheda bilanciata definita in relazione agli specifici obiettivi dell'area di responsabilità e in coerenza, per quanto riguarda i responsabili di funzioni di controllo interno, con i compiti a essi assegnati (Art. 6.C.3);
- la definizione dei Piani di incentivazione di lungo termine secondo modalità che consentano una valutazione dei risultati aziendali sia in termini assoluti, con riferimento alla capacità di generare livelli crescenti e sostenibili di redditività, sia in termini relativi rispetto ad un Peer Group, con riferimento alla capacità di creazione di valore rispetto ai principali concorrenti internazionali.

PIANI DI REMUNERAZIONE BASATI SU AZIONI

Piani di remunerazione basati su azioni e allineati alle aspettative degli azionisti in un orizzonte temporale di medio-lungo periodo, attraverso: periodi di maturazione triennali, il collegamento ad obiettivi di risultato predefiniti e misurabili, la previsione che una quota delle azioni o dei diritti assegnati restino vincolati per un predefinito arco temporale (Art. 6.C.2).

PROCESSO DI CONSUNTIVAZIONE DEI RISULTATI

Incentivi connessi alla remunerazione variabile corrisposti ad esito di un puntuale processo di verifica dei risultati effettivamente conseguiti, con valutazione degli obiettivi assegnati al netto degli effetti delle variabili esogene[24], in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione della dirigenza.

CLAUSOLE DI MITIGAZIONE DEI RISCHI

Adozione, attraverso uno specifico Regolamento approvato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato Remunerazione, di meccanismi che, in presenza di condizioni determinate ed espressamente richiamate nei regolamenti dei Piani, consentano:

- la restituzione di componenti variabili della remunerazione già erogata e/o assegnata (***clawback***);
- la mancata erogazione e/o assegnazione di componenti variabili della remunerazione il cui diritto al conseguimento sia già maturato o sia in corso di maturazione (***malus***).

Clawback

Malus

I suddetti meccanismi si applicheranno nei casi in cui gli incentivi (o il diritto agli stessi) siano stati conseguiti sulla base di dati che si siano rivelati in seguito manifestamente errati (Art. 6.C.1 lett. f), ovvero nei casi di dolosa alterazione dei medesimi dati.

(24) Si intendono per variabili esogene, quegli accadimenti che per loro natura o per scelta aziendale non sono nel controllo dei manager, quali ad esempio i prezzi Oil & Gas, il tasso di cambio euro/dollaro.

84573 1868

I medesimi meccanismi saranno inoltre applicati nelle ipotesi di recesso per motivi disciplinari, ivi compresi i casi di gravi e intenzionali violazioni di leggi e/o regolamenti, del Codice Etico o delle norme aziendali, fatta comunque salva ogni azione consentita dall'ordinamento a tutela degli interessi della Società. Si prevede che l'attivazione delle richieste di restituzione ovvero di revoca degli incentivi intervenga, per fatti accaduti durante il periodo di maturazione degli stessi e a chiusura dei relativi accertamenti, entro i termini di tre anni nei casi di errore e di cinque anni nei casi di dolo.

Benefit previdenziali e assistenziali

BENEFICI NON MONETARI

Benefici non monetari in linea con le prassi dei mercati retributivi di riferimento e coerenti con le normative locali, al fine di completare e valorizzare il pacchetto retributivo complessivo tenendo conto dei ruoli e/o delle responsabilità attribuite, privilegiando le componenti volte ad assicurare forme di tutela previdenziale e di copertura sanitaria.

Trattamenti di fine rapporto e patti di non concorrenza coerenti con le remunerazioni percepite e i risultati conseguiti

TRATTAMENTI DI FINE RAPPORTO E PATTI DI NON CONCORRENZA

Eventuali trattamenti integrativi di fine rapporto e/o mandato per i ruoli esecutivi, nonché patti di non concorrenza per i ruoli caratterizzati da maggiori rischi di attrazione competitiva, definiti a tutela degli interessi aziendali entro un determinato importo o un determinato numero di anni di remunerazione, in coerenza con la remunerazione percepita e con i risultati conseguiti, anche con riferimento alla raccomandazione di cui al criterio applicativo 6.C.1 lett. g) del Codice di Autodisciplina.

Linee Guida di Politica sulla Remunerazione per il mandato 2020-2023

Criteri per la definizione della Politica:
- riferimenti normativi
- orientamenti del mercato
- esiti benchmark

CRITERI PER LA DEFINIZIONE DELLA POLITICA

Nel presente capitolo sono riportati i criteri di Politica sulla Remunerazione per il mandato 2020-2023 definiti dal Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2020 per gli Amministratori, i Sindaci e i Dirigenti con responsabilità strategiche.

Come anticipato nella Premessa alla presente Relazione, la Politica sulla Remunerazione, una volta approvata in sede assembleare, si applicherà per un periodo di tre esercizi coincidenti con la durata del nuovo mandato amministrativo, con effetti pertanto limitati alla remunerazione degli Amministratori che saranno nominati dall'Assemblea del 13 maggio 2020.

Per gli Amministratori in carica fino alla data della medesima assemblea continueranno pertanto ad essere applicate le Linee Guida di Politica sulla remunerazione 2017-2020 e le relative deliberazioni in tema di compensi assunte dal Consiglio di Amministrazione[25].

Le linee Guida di Politica sulla Remunerazione per gli Amministratori per il mandato 2020-2023 sono state definite sulla base dei riferimenti normativi e degli orientamenti degli Investitori Istituzionali e dei Proxy Advisor, tenuto conto del consenso espresso dall'Assemblea degli azionisti 2019 (96,78% dei votanti), nonché dei risultati dei benchmark effettuati.

La proposta di Linee Guida per il mandato 2020-2023, è stata definita prevedendo un riferimento massimo di remunerazione potenziale, pari a quello previsto nel mandato 2017-2020, eventualmente rimodulabile dal nuovo Consiglio di Amministrazione in coerenza con lo scenario di business nonchè con il profilo dei soggetti designati.

Collegamento dei sistemi di incentivazione di breve e lungo termine al Piano Strategico

COLLEGAMENTO CON LE STRATEGIE AZIENDALI

La Politica sulla Remunerazione supporta il raggiungimento degli indirizzi definiti nel Piano Strategico della Società promuovendo, attraverso un adeguato bilanciamento dei parametri di performance dei sistemi di incentivazione di breve e di lungo termine, l'allineamento degli interessi del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore sostenibile per gli azionisti e gli altri stakeholder in una prospettiva di medio-lungo periodo.

La creazione di valore di lungo termine, l'attenzione all'ambiente, alla sicurezza e alle persone, una rigorosa disciplina finanziaria, unitamente al forte impegno verso il processo di decarbonizzazione in atto,

(25) Per maggiori informazioni in merito, si rinvia alla Relazione sulla Remunerazione 2019 disponibile sul sito internet della Società (www.eni.com).

84573/869

sono tra i pilastri della strategia della Società, e come tali indirizzano il management, la cui azione viene valutata:

Obiettivi di breve termine

- in un orizzonte di breve termine, in relazione ad un quadro articolato e bilanciato di obiettivi, tra loro complementari e volti a garantire la redditività dell'azienda nel suo complesso e l'efficienza operativa nei settori di business tradizionali, la tutela dell'ambiente e della sicurezza delle persone nonchè la solidità finanziaria;

Obiettivi di lungo termine

- in un orizzonte di medio lungo termine, con riferimento alla performance azionaria (TSR) e al valore generato (NPV delle riserve certe), valutati in termini relativi rispetto ai peers, nonché, a partire dal nuovo Piano di Incentivazione di tipo azionario 2020-2022, in relazione ad una serie di risultati misurati in termini assoluti e caratterizzati da un significativo focus sui temi di decarbonizzazione, transizione energetica ed economia circolare.

RIFERIMENTI DI MERCATO E PEER GROUP

Amministratore Delegato

Per l'Amministratore Delegato, la valutazione del posizionamento retributivo è effettuata rispetto al valore retributivo mediano dei CEO di società operanti nel settore Oil & Gas internazionale, con particolare riferimento alle attività upstream, in coerenza con la strategia aziendale di maggiore focalizzazione su tale attività. Il confronto con il valore retributivo mediano tiene conto delle differenze dimensionali tra le società del settore ed Eni, secondo il parametro della capitalizzazione di mercato. In particolare, il gruppo di società di riferimento è costituito da 10 società quotate, concorrenti di Eni a livello internazionale, rappresentative del settore a livello globale e con caratteristiche di business comparabili per attività e aree geografiche di riferimento, tenendo conto anche delle dimensioni aziendali (capitalizzazione, riserve, produzioni): *Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental (in sostituzione di Anadarko a seguito della fusione con la stessa), Shell e Total*.

Coerentemente a questa impostazione, tale Peer Group è anche utilizzato per la comparazione relativa dei risultati di Eni nell'ambito del Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario; pertanto i criteri di individuazione hanno richiesto di considerare esclusivamente le società che pubblicano dati sul parametro NPV delle Riserve Certe confrontabili con Eni, facendo riferimento alla metodologia di calcolo definita dalla SEC.

Presidente e Amministratori non esecutivi

Per la Presidente e gli Amministratori non esecutivi la valutazione del posizionamento retributivo è effettuata, con riferimento a ruoli omologhi, rispetto al gruppo "Top Italia" composto dalle principali società quotate del FTSE Mib (*Assicurazioni Generali, Atlantia, Enel, Intesa Sanpaolo, Leonardo, Mediaset, Mediobanca, Poste Italiane, Prysmian, Snam, Terna, TIM, Unicredit*).

Dirigenti con responsabilità strategiche

Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, la valutazione del posizionamento retributivo è effettuata con riferimento a ruoli di medesimo livello di responsabilità e complessità manageriale rispetto ai mercati nazionali e internazionali del settore industriale.

I confronti retributivi sono stati effettuati con il supporto delle società di consulenza Mercer, Willis Towers Watson e Korn Ferry.

Destinatari della politica

PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Compensi definiti in misura fissa

Le Linee Guida di Politica sulla Remunerazione 2020-2023 per il Presidente prevedono un riferimento massimo complessivo pari a 500.000 euro, comprensivo del compenso annuale per le deleghe e dell'emolumento per la carica stabilito dall'Assemblea. Il compenso per le deleghe potrà essere eventualmente rimodulato da parte del nuovo Consiglio di Amministrazione in relazione alle deleghe conferite[26] e al profilo del soggetto designato, tenuto conto delle evidenze dei benchmark retributivi e del compenso stabilito dall'Assemblea per la carica.

Inoltre sono previste forme di copertura assicurativa per i rischi di morte e invalidità permanente da infortunio e malattia professionale ed extraprofessionale.

(26) Deleghe non operative nel mandato 2017-2020, relative allo svolgimento di un ruolo di garanzia nell'ambito del sistema dei controlli interni, con la gestione, in particolare, del rapporto gerarchico del responsabile della funzione Internal Audit nei confronti del Consiglio. La Presidente svolge inoltre le funzioni statutarie di rappresentanza, gestendo i rapporti istituzionali in Italia della Società in condivisione con l'Amministratore Delegato.

84573 (870

Non sono previsti specifici trattamenti di fine mandato o indennità in caso di dimissioni e/o scioglimento anticipato del mandato[27]

AMMINISTRATORI NON ESECUTIVI

Compensi per la partecipazione ai Comitati Consiliari

Le Linee Guida di Politica per la Remunerazione 2020-2023 per gli Amministratori non esecutivi e/o indipendenti prevedono il mantenimento dei compensi annui aggiuntivi[28] previsti per il mandato 2017-2020 per la partecipazione ai Comitati Consiliari, eventualmente rimodulabili in relazione a cambiamenti nell'articolazione dei Comitati consiliari e del relativo impegno, tenuto conto delle evidenze dei benchmark retributivi nonché delle competenze e professionalità richieste per lo svolgimento degli incarichi:

- per il Comitato Controllo e Rischi un compenso pari a 70.000 euro per il Presidente e a 50.000 euro per gli altri membri;
- per il Comitato Remunerazione e il Comitato Sostenibilità e Scenari, un compenso pari a 50.000 euro per il Presidente e a 35.000 euro per gli altri membri;

per il Comitato per le Nomine un compenso pari a 40.000 euro per il Presidente e a 30.000 euro per gli altri membri.

Per gli Amministratori non esecutivi non sono previsti specifici trattamenti di fine mandato o indennità in caso di dimissioni e/o scioglimento anticipato del mandato[29].

COLLEGIO SINDACALE

La nuova normativa prevede che la Politica sulla remunerazione definisca anche i criteri per la determinazione dei compensi del Collegio Sindacale (che restano di competenza assembleare, ai sensi dell'Art. 2402 c.c.).

Tali compensi tengono conto dell'impegno richiesto (n. riunioni e durata media), delle competenze necessarie per lo svolgimento degli incarichi nonchè dei benchmark retributivi con le principali Società quotate in Italia.

Tenuto anche conto che Eni è una società quotata al New York Stock Exchange, si propone di valutare un incremento, per il mandato 2020-2023, dei compensi che tenga conto delle attività svolte dal Collegio Sindacale e delle attività aggiuntive effettuate anche in qualità di Audit Committee ai fini degli adempimenti SEC.

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE

Le linee guida per il mandato 2020-2023 considerano come riferimento complessivo massimo potenziale la retribuzione massima prevista nel mandato 2017-2020, rimodulabile in relazione alle sfide strategiche e al profilo di competenze/esperienze del soggetto designato, tenuto conto dei benchmark retributivi.

REMUNERAZIONE FISSA

Livello massimo RF invariato rispetto al precedente mandato

Per la Remunerazione Fissa (RF) il riferimento massimo per il mandato 2020-2023 è pari a 1.600.000 euro, eventualmente riducibile in caso di modifica degli attuali ruoli, relative deleghe e rapporti di lavoro, nonché in relazione al profilo del soggetto designato. Tale retribuzione assorbe i compensi eventualmente spettanti per la partecipazione ai Consigli di Amministrazione di società partecipate e/o controllate da Eni. In caso di attribuzione del ruolo di Direttore Generale con rapporto di lavoro dirigenziale, l'Amministratore Delegato sarà, 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 (in seguito "CCNL di riferimento") e dagli accordi integrativi aziendali.

(27) In considerazione del rinvio alla presente Relazione, contenuto nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti proprietari 2019, disponibile nella sezione "Chi siamo/Governance" del sito internet della Società, tali informazioni sono rese anche ai sensi dell'Art. 123-bis, comma 1, lett. i) del TUF (Accordi tra la società e gli amministratori, i componenti del consiglio di gestione o di sorveglianza, che prevedono indennità in caso di dimissioni o licenziamento senza giusta causa o se il loro rapporto cessa a seguito di un'offerta pubblica di acquisto).

(28) Tali compensi integrano quelli che saranno stabiliti dall'Assemblea del 13 maggio 2020 per la remunerazione degli Amministratori, pari a 80.000 euro lordi annui nel mandato 2017-2020.

(29) Informazioni rese anche ai sensi dell'Art. 123-bis, comma 1, lett. i) del TUF, secondo quanto precisato alla precedente nota 27.

84573|871

REMUNERAZIONE VARIABILE: INCENTIVAZIONE DI BREVE TERMINE CON DIFFERIMENTO

Le linee guida di politica per il nuovo mandato prevedono il mantenimento del Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, già approvato dall'Assemblea del 13 aprile 2017 nell'ambito delle Linee Guida di Politica di Remunerazione definite per il mandato 2017-2020.

Condizioni di Performance

L'incentivo di breve termine con differimento 2020 è collegato al raggiungimento degli obiettivi 2019 deliberati dal Consiglio del 14 marzo 2019.

La consuntivazione degli obiettivi è effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene (ad esempio i prezzi Oil & Gas, il tasso di cambio euro/dollaro), in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione.

Gli obiettivi 2020, deliberati dal Consiglio del 18 marzo 2020 ai fini dell'incentivazione variabile di breve termine con differimento 2021, prevedono il mantenimento di una struttura focalizzata su traguardi essenziali, coerenti con gli indirizzi definiti nel Piano Strategico e bilanciati rispetto alle prospettive dei diversi stakeholder. I parametri di performance sono strettamente connessi alla strategia aziendale, in quanto orientati a misurare il raggiungimento degli obiettivi annuali in un'ottica di sostenibilità nel medio-lungo termine. Il valore di ciascun obiettivo a livello di risultato target è allineato al valore di budget. La struttura e il peso dei diversi obiettivi sono rappresentati nella tabella 4.

TABELLA 4 – OBIETTIVI 2020 AI FINI DEL PIANO DI INCENTIVAZIONE DI BREVE TERMINE CON DIFFERIMENTO

RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI (25%)	RISULTATI OPERATIVI E SOSTENIBILITÀ DEI RISULTATI ECONOMICI (25%)	SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE E CAPITALE UMANO (25%)	EFFICIENZA E SOLIDITÀ FINANZIARIA (25%)
INDICATORI	INDICATORI	INDICATORI	INDICATORI
Earning Before Tax (12,5%)	Produzione idrocarburi (12,5%)	Intensità emissioni GHG (12,5%)	ROACE adjusted (12,5%)
Free cash flow (12,5%)	Risorse esplorative (12,5%)	Severity Incident Rate (12,5%)	Net Debt/EBITDA adjusted (12,5%)
LEVE	LEVE	LEVE	LEVE
Espansione dell'upstream	Modello fast track	Decarbonizzazione	Disciplina finanziaria
Rafforzamento nel Gas & Power	Crescita acreage esplorativo	HSE e sostenibilità	Efficienza dei costi operativi e G&A
Resilienza nel downstream	Diversificazione		Ottimizzazione del capitale circolante
Green business			

In particolare:

- gli indicatori **Earning Before Taxes (EBT)** e **Free Cash Flow (FCF)**, rappresentano una misura della capacità di Eni di garantire la redditività delle proprie attività e di assicurare flussi di cassa sufficienti a ripagare gli investimenti e i dividendi, anche a fronte di scenari particolarmente sfidanti. A tal proposito Eni punta ad una continua espansione dei propri business: nell'upstream, attraverso una mirata strategia esplorativa ed un modello dual exploration che consente una monetizzazione anticipata delle riserve, nonchè una crescita organica della produzione, generata a costi particolarmente competitivi; nel mid-downstream punta ad un rafforzamento grazie all'espansione del portafoglio GNL e della base clienti retail e nel downstream ad una costante ottimizzazione dell'assetto industriale e allo sviluppo dei green business;
- gli indicatori upstream della **produzione di idrocarburi** e delle **risorse esplorative** misurano l'efficienza operativa di una strategia che fa leva sul continuo rimpiazzo del portafoglio risorse e la sua piena valorizzazione attraverso il modello di "dual exploration" e l'accelerata messa in produzione "fast track" delle scoperte esplorative;
- gli **indicatori di intensità delle emissioni GHG (CO_2eq) e Severity Incident Rate (SIR)** riflettono le priorità di Eni in ambito HSE e la centralità dell'impegno nella tutela dell'ambiente e della sicurezza delle persone.

  In particolare, nell'ambito della strategia di decarbonizzazione, Eni punta (i) alla riduzione dell'impatto carbonico delle proprie attività, partendo dalle emissioni dirette upstream, dalle emissioni da fuggitive e dall'annullamento del gas flaring di processo; (ii) al mantenimento di un portafoglio a basso contenuto carbonico e resiliente ai diversi scenari; (iii) allo sviluppo dei green business ed al continuo focus sulla ricerca. Tali azioni sono consistenti con l'obiettivo definito per il 2025 e comunicato agli investitori.

  Per quanto riguarda il SIR, la minimizzazione dei rischi e la prevenzione sono elementi fondanti dell'operatività di Eni, che si impegna a garantire un miglioramento continuo della sicurezza di tutti gli ope-

Obiettivi economico-finanziari

Obiettivi operativi e sostenibilità dei risultati economici

Obiettivi di sostenibilità ambientale e capitale umano

84573 372

ratori e trasmette anche questa priorità nella valutazione delle performance del Top Management. In particolare, l'utilizzo del SIR mira a focalizzare l'impegno di Eni sulla riduzione degli incidenti più gravi, in quanto calcola la frequenza di infortuni totali registrabili rispetto al numero di ore lavorate, attribuendo ad essi pesi crescenti con il livello di gravità dell'incidente;

Obiettivi di efficienza e solidità finanziaria

- gli indicatori **ROACE** e **Debt/EBITDA** rappresentano una misura della disciplina finanziaria e della qualità della struttura patrimoniale e reddituale della società, che si traduce in una selezione opportuna degli investimenti, nell'efficienza e nel controllo dei costi e nella loro rapida remunerazione. Tutte queste azioni consentono il rafforzamento della resilienza aziendale anche a bassi scenari.

Meccanismi e livelli di incentivazione invariati

Meccanismi e livelli di incentivazione

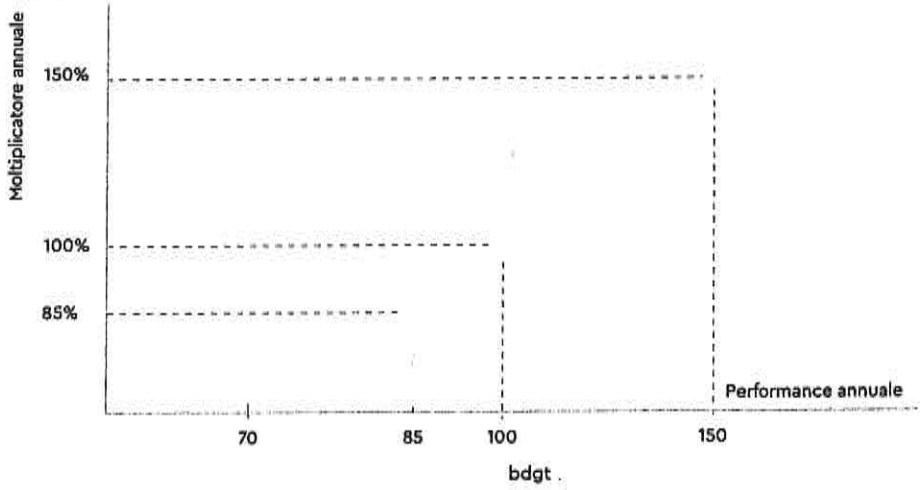
In coerenza con i principi generali di politica retributiva, il Piano IBT con differimento prevede le medesime caratteristiche degli anni precedenti, di seguito illustrate. Ciascun obiettivo è predeterminato e misurato secondo la scala di risultato 70÷150 punti (target=100), in rapporto al peso a essi assegnato (al di sotto dei 70 punti il risultato di ciascun obiettivo è considerato pari a zero). Ai fini dell'incentivazione è definita una soglia minima di risultato complessivo pari a 85 punti. In considerazione dell'esigenza di promuovere iniziative di sviluppo del business, è inoltre previsto che al punteggio complessivo della scheda di performance possa essere applicato un coefficiente pari a 1,1, in caso di realizzazione di operazioni di evoluzione del portafoglio non previste a budget, se riconosciute dal Consiglio di Amministrazione, al momento della loro approvazione, come operazioni di particolare rilevanza ai fini dell'attuazione delle linee strategiche del Piano 2020-2023 e ritenute dal Comitato Remunerazione rilevanti anche ai fini della performance annuale. Il punteggio massimo della scheda di performance non potrà in ogni caso superare i 150 punti.

L'**incentivo totale** (IT) è calcolato secondo la seguente formula.

$$IT = RF \times I_{Target} \times M$$

dove RF è la remunerazione fissa complessiva e I_{Target} è la percentuale di incentivazione a livello di risultato target (per l'Amministratore Delegato è pari al 150% della RF), mentre M è il moltiplicatore collegato al risultato complessivo conseguito, come riportato nel grafico sottostante.

GRAFICO 10 – MOLTIPLICATORE IBT TOTALE



Incentivo annuale erogabile nell'anno

L'Incentivo totale viene ripartito in:

1) un **Incentivo annuale** (I_A) pari al 65% dell'incentivo totale, erogato nell'anno successivo a quello cui si riferisce il risultato conseguito.

$$I_A = IT \times 65\%$$

84573/873

I valori dell'incentivo annuale, in funzione del risultato annuale conseguito, sono riportati nella tabella sottostante[30].

TABELLA 5 – LIVELLI QUOTA INCENTIVO EROGABILE NELL'ANNO

Performance annuale	<85	85 soglia	100 target	150 max
Incentivo annuale (in % della Rem. Fissa)	0%	83%	98%	146%

2) un **Incentivo differito** (I_D) pari al 35% dell'incentivo totale:

Incentivo differito sottoposto ad ulteriori condizioni di performance nel triennio

$$I_D = IT \times 35\%$$

sottoposto a ulteriori condizioni di risultato in un periodo di maturazione triennale, secondo il grafico sotto riportato ed erogabile l'anno successivo a tale periodo.

GRAFICO 11 – TIMELINE DELLA QUOTA IBT DIFFERITA

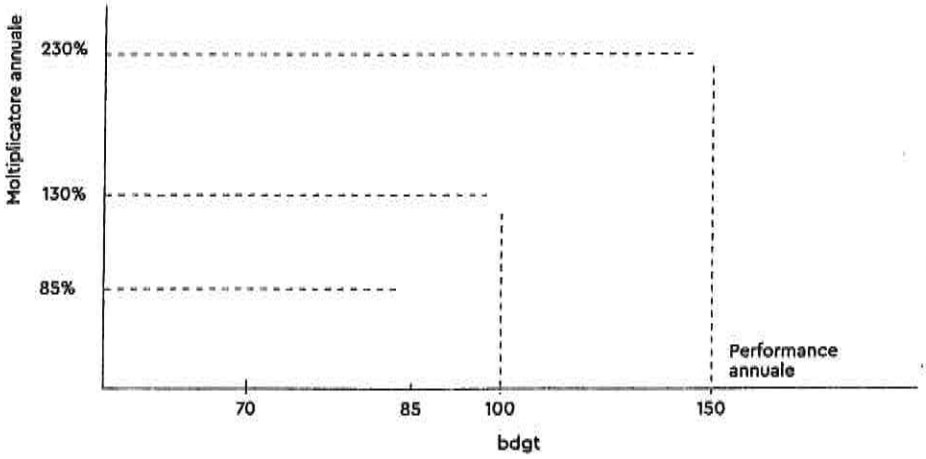
L'Incentivo differito erogabile (I_{DE}) è determinato secondo la seguente formula:

Scala di performance e moltiplicatore medio triennale

$$I_{DE} = I_D \times M_D$$

dove M_D rappresenta il moltiplicatore finale dato dalla media dei moltiplicatori annuali determinati sulla base del risultato complessivo conseguito da Eni in ciascun anno, come rappresentato nel grafico sottostante, nel periodo di maturazione triennale.

GRAFICO 12 – MOLTIPLICATORE QUOTA IBT DIFFERITA



(30) I valori dell'incentivo annuale in % della Remunerazione fissa riportati in tabella sono calcolati come segue:
- Soglia: 83% = 65% x (150% x 85%)
- Target: 98% = 65% x (150% x 100%)
- Max: 146% = 65% x (150% x 150%)

84573 | 874

I valori dell'incentivo differito erogabile, in funzione dei risultati conseguiti nel periodo di maturazione, sono riportati nella tabella sottostante[31].

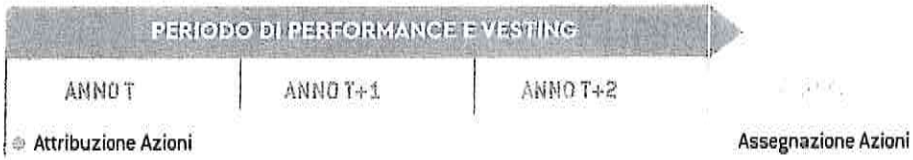
TABELLA 6 – LIVELLI QUOTA DIFFERITA EROGABILE

Performance media triennale	<85	85 soglia	100 target	150 max
Incentivo differito (in % della Rem. Fissa)	0%	38%	68%	181%

REMUNERAZIONE VARIABILE: INCENTIVAZIONE DI LUNGO TERMINE DI TIPO AZIONARIO

In relazione all'attuazione nel 2019 della terza ed ultima attribuzione del Piano ILT azionario 2017-2019, è stato definito un nuovo Piano ILT azionario 2020-2022 con le medesime finalità del precedente, volte ad allineare l'azione manageriale agli interessi degli stakeholder. Il nuovo Piano ILT azionario mantiene caratteristiche analoghe al precedente e i medesimi livelli di incentivazione massima ed è stato elaborato sulla base degli orientamenti degli Investitori Istituzionali e Proxy Advisor e delle evidenze del benchmark con il Peer Group Eni. Il Piano, come il precedente, prevede tre attribuzioni annuali a decorrere dal 2020 ciascuna con periodo di maturazione triennale secondo il grafico sotto riportato.

GRAFICO 13 – TIMELINE DEL PIANO ILT AZIONARIO



Obiettivi del Piano ILT azionario

Condizioni di performance

Per quanto riguarda le condizioni di performance i parametri del precedente Piano, valutati in termini relativi verso il Peer Group, sono stati integrati con quattro nuovi parametri di tipo assoluto valutati nell'intero triennio, in un'ottica di miglior bilanciamento degli obiettivi secondo le diverse prospettive degli stakeholder e al fine di supportare l'attuazione del Piano Strategico. Tali obiettivi e i relativi pesi sono articolati come segue:

1) 25% **Obiettivo di Mercato**: collegato al Total Shareholder Return (relativo)
2) 20% **Obiettivo Industriale**: Net Present Value delle Riserve Certe (relativo)
3) 20% **Obiettivo Economico-Finanziario**: Free Cash Flow Organico (assoluto)
4) 35% **Obiettivi di Sostenibilità Ambientale e Transizione Energetica**, articolato come segue:
   - 4.1) 15% **Obiettivo di Decarbonizzazione**: Intensità Emissioni di CO_2eq (assoluto)
   - 4.2) 10% **Obiettivo di Transizione Energetica**: Sviluppo Generazione Elettrica da Fonti Rinnovabili (assoluto)
   - 4.3) 10% **Obiettivo di Economia Circolare**: Realizzazione di Progetti rilevanti nell'ambito dei biocarburanti (assoluto)

Per i due parametri di tipo relativo il Peer Group di riferimento è quello già descritto nel paragrafo "Riferimenti di Mercato e Peer Group" (*Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Shell e Total*).

Di seguito si riporta la descrizione dei singoli parametri:

1) Differenza tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze per ciascuna società del Peer Group, come riportato nella seguente formula:

$$TSR_{soc} - (TSR_{IB} \times \rho_{soc,IB})$$

Dove:

TSR_{soc}: TSR di Eni o di una delle società del Peer Group;

TSR_{IB}: TSR dell'Indice di Borsa di riferimento della società per cui si è calcolato il TSR_{soc};

(31) I valori dell'incenivo differito in % della Remunerazione fissa riportati in tabella sono calcolati come segue:
- Soglia: 38% = 35% x (150% x 85%) x 85
- Target: 68% = 35% x (150% x 100%) x 130
- Max: 181% = 35% x (150% x 150%) x 230

84573/875

$\rho_{soc,IB}$: Indice di Correlazione tra i rendimenti del titolo della società e i rendimenti del mercato di riferimento (FTSE Mib, S&P 500, FTSE 100, CAC 40, AEX, OBX).

Tale indicatore consente di neutralizzare i potenziali effetti sul TSR di ciascuna società dell'andamento dei rispettivi mercati azionari di riferimento. Tale neutralizzazione è effettuata tenendo conto del grado di correlazione esistente tra titolo e mercato nello stesso periodo triennale, attraverso l'indice di correlazione.

2) Net Present Value delle riserve certe (NPV) misurato in termini di valore unitario annuale ($/boe) vs. Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio.
   Per i due parametri di tipo relativo il Peer Group di riferimento è quello già descritto nel paragrafo "Riferimenti di Mercato e Peer Group" (*Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Shell e Total*).
3) Free Cash Flow organico cumulato nel triennio di riferimento consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del Free Cash Flow viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management.
4) Sviluppo Generazione Elettrica da Fonti Rinnovabili, misurato in termini di Megawatt di capacità installata al termine del triennio di performance, rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.
5) Obiettivo di Decarbonizzazione: misurato come valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG ($tCO_2eq/kboe$) relative alla produzione upstream in cui Eni è operatore, rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.
6) Obiettivo di Economia Circolare: misurato in termini di stato avanzamento di tre progetti rilevanti nell'ambito dei biocarburanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

Maggiori dettagli sulle modalità di definizione e consuntivazione degli obiettivi e sui relativi livelli di performance soglia, target e massimo, sono riportati nel Documento Informativo del Piano, redatto ai sensi della normativa Consob ai fini dell'approvazione in Assemblea e pubblicato sul sito della Società.

Meccanismi e livelli di incentivazione
Il numero delle azioni attribuite è calcolato secondo la seguente formula:

$$\text{n. Azioni attribuite} = \frac{RF \times I_{Target}}{Prezzo_{Attr}}$$

dove RF è la remunerazione fissa complessiva, I_{target} è la percentuale di incentivazione a livello di risultato target (il cui valore di riferimento per l'Amministratore Delegato è pari al 150% della RF) e il $Prezzo_{Attr}$ è il prezzo di attribuzione calcolato come media dei prezzi ufficiali giornalieri (fonte Bloomberg) registrati nei 4 mesi antecedenti il mese in cui il Consiglio di Amministrazione approva annualmente il Regolamento del Piano e l'attribuzione per l'Amministratore Delegato.
L'assegnazione delle azioni al termine del triennio di maturazione viene determinata, secondo la seconda formula:

$$\text{n. Azioni assegnate} = \text{n. Azioni attribuite} \times M_f$$

dove M_f è il moltiplicatore finale pari alla media ponderata dei moltiplicatori di ciascun parametro.
Per i parametri di tipo relativo (parametro collegato al TSR e NPV delle riserve certe) ciascun moltiplicatore potrà essere compreso tra zero e 180%, con soglia collocata a livello di posizionamento mediano, secondo la tabella riportata di seguito.

Scale di performance e moltiplicatore

84573/876

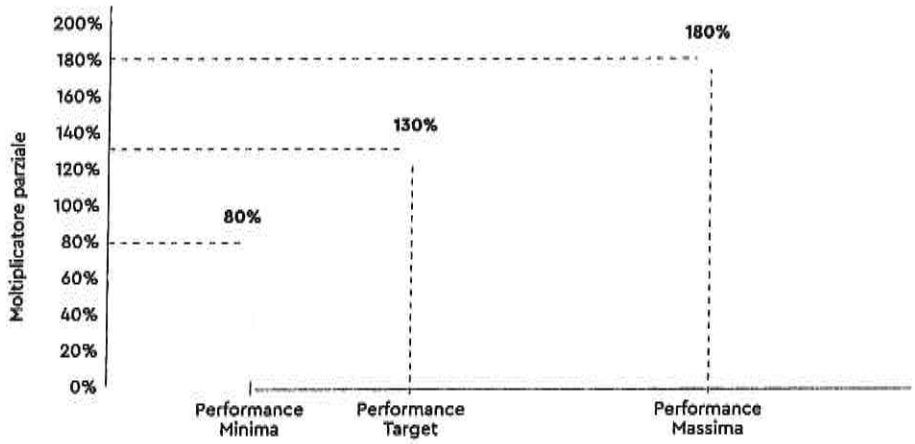
TABELLA 7 – SCALA DI PERFORMANCE – MOLTIPLICATORE

Posizione nel ranking	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°	11°
Moltiplicatore	180%	160%	140%	120%	100%	80%	0%	0%	0%	0%	0%

Posizionamento mediano

Per i parametri di tipo assoluto (FCF, Obiettivi di Decarbonizzazione, Transizione Energetica e Economia Circolare) il risultato sarà valutato sulla base di un moltiplicatore parziale variabile tra zero e 180% calcolato in funzione della performance, secondo il seguente grafico:

GRAFICO 14 – SCALA DI PERFORMANCE ASSOLUTA – MOLTIPLICATORE



Nella tabella seguente sono riportati i livelli soglia, target e massimo del controvalore monetario delle azioni (in percentuale della remunerazione fissa) assegnabili all'Amministratore Delegato al termine del periodo di maturazione, al netto della variazione della quotazione del titolo nel medesimo periodo[32].

TABELLA 8 – LIVELLI DEL CONTROVALORE DELLE AZIONI ASSEGNATE

Performance media ponderata triennale	<40	40 soglia[a]	116,5 target	180 max
Controvalore Azioni (in % della Rem. Fissa)	0%	60%	174,75%	270%

(a) Soglia superabile ad esempio in caso di raggiungimento del risultato a livello minimo per tutti i parametri di tipo assoluto (Free Cash Flow e decarbonizzazione, transizione energetica ed economia circolare).

Il Regolamento del Piano prevede per l'Amministratore Delegato in carica e per i Dirigenti in servizio, che una quota del 50% delle azioni assegnate al termine di maturazione resti vincolata per un periodo di 1 anno dalla data di assegnazione.

Per l'Amministratore Delegato, nei casi di cessazione anticipata del rapporto dovuta a dimissioni dall'incarico non giustificata da una riduzione essenziale delle deleghe o di licenziamento per giusta causa, decadono tutti i diritti all'assegnazione.

Meccanismi di pro-rata in caso di risoluzione consensuale dell'AD

Nei casi di cessazione del rapporto connessi alla scadenza del mandato amministrativo e al suo mancato rinnovo, l'assegnazione delle Azioni Eni di ciascuna attribuzione avverrà pro-rata rispetto al periodo di permanenza nella carica, secondo i risultati di performance consuntivati nello stesso periodo.

(32) I valori di incentivazione in % della Remunerazione fissa riportati in tabella sono calcolati come segue:
- Soglia: 60% = 150% x 40%
- Target: 174,75% = 150% x 116,5%
- Max: 270% = 150% x 180%

BENEFICI NON MONETARI

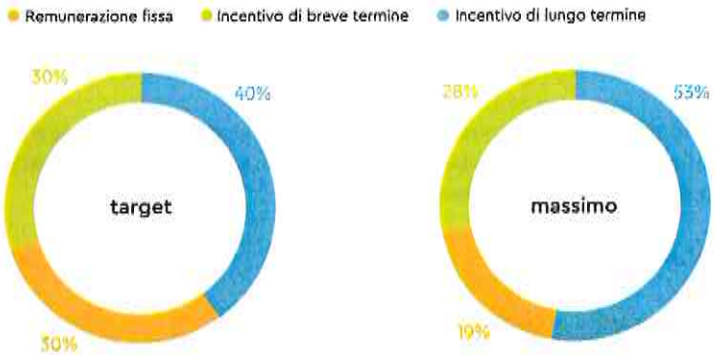
Sono previste forme di copertura assicurativa per i rischi di morte e invalidità permanente da infortunio e malattia professionale ed extraprofessionale.
Inoltre, sono previste forme di previdenza complementare e assistenza sanitaria anche a livello internazionale in linea o equivalenti con quelle applicate per i Dirigenti Eni (Fondo di previdenza complementare FOPDIRE[33] e Fondo di assistenza sanitaria integrativa FISDE[34]), nonché l'assegnazione di un'autovettura a uso promiscuo in linea con le politiche Eni stabilite per i Dirigenti.

PAY MIX

Pay mix con larga prevalenza della componente variabile di lungo termine

Il pacchetto retributivo per l'Amministratore Delegato comprende una componente fissa, una componente variabile di breve termine ed una componente variabile di lungo termine, quest'ultima composta dalla quota differita dell'incentivo di breve termine e dall'incentivo di lungo termine azionario, valorizzate secondo le metodologie internazionali adottate per i confronti retributivi.
Il pay mix, calcolato considerando la retribuzione fissa come base cento, mantiene una significativa focalizzazione sulle componenti variabili, con netta prevalenza della componente di lungo termine, come evidenziato dal grafico riportato.

GRAFICO 15 – PAY MIX AD



TRATTAMENTI PREVISTI IN CASO DI CESSAZIONE DELLA CARICA O DI RISOLUZIONE DEL RAPPORTO DI LAVORO[35]

Coerenza con la Raccomandazione europea

Indennità di fine rapporto:
Per il ruolo di Amministratore Delegato: mantenimento di un'indennità in caso di cessazione anticipata del mandato e, eventualmente, di mancato rinnovo, di valore massimo pari a due annualità della remunerazione fissa.
Per l'eventuale ruolo di Direttore Generale: mantenimento di un'indennità, in caso di risoluzione consensuale del rapporto di lavoro, pari a quella prevista nell'attuale mandato (2 annualità della remunerazione fissa più incentivo di breve termine), che tiene conto delle tutele del CCNL Dirigenti che prevedono fino ad un massimo di tre annualità della remunerazione complessiva di fatto.

Patto di non concorrenza:
Nell'ambito del mandato 2020-2023 potrà essere definito un patto di non concorrenza, a tutela degli interessi della Società, attivabile ad esclusiva discrezione dal Consiglio di Amministrazione, attraverso l'esercizio di un diritto di opzione e con corrispettivo definito in relazione agli obblighi previsti dal Patto (durata e ampiezza dei vincoli su attività di business e Paesi), fino ad un massimo, per ciascun anno di vincolo, costituito dalla remunerazione fissa più una componente, determinata in funzione della media dei risultati del Piano IBT nel triennio precedente, variabile tra €500.000 (performance target) e €1.000.000 (performance massima). Il corrispettivo del diritto di opzione prevede un riferimento massimo pari a €300.000.

(33) Fondo pensione negoziale a contribuzione definita e a capitalizzazione individuale (www.fopdire.it).
(34) Fondo che eroga rimborsi delle spese sanitarie in favore dei dirigenti in servizio, in pensione e dei loro familiari (www.fisde-eni.it).
(35) Informazioni rese anche ai sensi dell'Art. 123-bis, comma 1, lett. i) del TUF, secondo quanto precisato alla precedente nota 22.

84573|878

DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Le Linee Guida di Politica retributiva per il mandato 2020-2023 per i Dirigenti con responsabilità strategiche non prevedono cambiamenti rispetto al precedente mandato, mantenendo strumenti retributivi strettamente coerenti con quelli dell'Amministratore Delegato, per meglio orientare e allineare l'azione manageriale agli obiettivi definiti nel Piano Strategico della Società, nonché con le previsioni e tutele stabilite dal CCNL Dirigenti.
In particolare per i Dirigenti con responsabilità strategiche si applicano i Piani di incentivazione variabile di breve termine con differimento e di incentivazione di lungo termine azionario previsti per l'Amministratore Delegato.

REMUNERAZIONE FISSA

Retribuzione fissa differenziata per livello di responsabilità e complessità del ruolo

La remunerazione fissa è determinata in base al ruolo e alle responsabilità assegnate considerando un posizionamento graduato ed eventualmente anche inferiore rispetto ai limiti definiti dai riferimenti mediani dei mercati executive nazionali e internazionali per ruoli di analogo livello di responsabilità e complessità manageriale e può essere adeguata periodicamente, nell'ambito del processo annuale di revisione retributiva che interessa tutta la popolazione manageriale.
La Politica, in considerazione del contesto di riferimento e degli attuali andamenti di mercato, prevede criteri di revisione retributiva selettivi mantenendo comunque adeguati livelli di competitività e di motivazione.
In particolare le azioni proposte riguarderanno interventi di adeguamento del fisso/una tantum per i titolari di posizioni che abbiano incrementato significativamente il perimetro di responsabilità o il livello di copertura del ruolo, nonché in considerazione di esigenze di fidelizzazione e di prestazioni qualitative eccellenti.
Inoltre, in qualità di Dirigenti Eni, i Dirigenti con responsabilità strategiche sono destinatari delle 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.

PIANI DI INCENTIVAZIONE VARIABILE

Incentivazione variabile di breve termine con differimento
Anche per il 2020 sarà attuato il Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, già descritto per l'Amministratore Delegato.
Gli obiettivi dei Dirigenti con responsabilità strategiche sono declinati sulla base di quelli assegnati all'Amministratore Delegato secondo le stesse prospettive degli stakeholder nonché su obiettivi individuali, in coerenza con il perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto e con quanto previsto nel Piano strategico della Società. Per i Dirigenti con responsabilità strategiche i livelli di incentivazione a target per il Piano di Incentivazione Variabile di Breve Termine restano differenziati per livello di responsabilità e complessità del ruolo fino ad un massimo pari al 100% della retribuzione fissa, con livelli massimi di incentivazione erogabili per la quota annuale e la quota differita pari rispettivamente al 98% e 121% della retribuzione fissa.

Incentivazione variabile di lungo termine
I Dirigenti con responsabilità strategiche partecipano al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2023 di tipo azionario.
Il Piano, destinato a tutte le risorse manageriali critiche per il business, prevede tre attribuzioni annuali, a decorrere dal 2020, con le medesime condizioni di performance e caratteristiche già descritte per l'Amministratore Delegato.
Per i Dirigenti con responsabilità strategiche il controvalore delle azioni da attribuire ogni anno è differenziato per livello di ruolo fino a un massimo pari al 75% della retribuzione fissa, con un livello di assegnazione massimo corrispondente ad un controvalore pari al 135% della retribuzione fissa, calcolato con riferimento al prezzo di attribuzione delle azioni.

BENEFICI NON MONETARI

Sono previste, nel rispetto della contrattazione nazionale e degli accordi integrativi aziendali per la dirigenza Eni, forme di copertura assicurativa a fronte del rischio morte e invalidità permanente da infortunio e malattia professionale ed extraprofessionale, l'iscrizione al Fondo di previdenza complementare (FOPDIRE), l'iscrizione al Fondo di assistenza sanitaria integrativa (FISDE), nonché l'assegnazione di un'autovettura a uso promiscuo e l'eventuale assegnazione di un alloggio in relazione a esigenze operative e di mobilità.

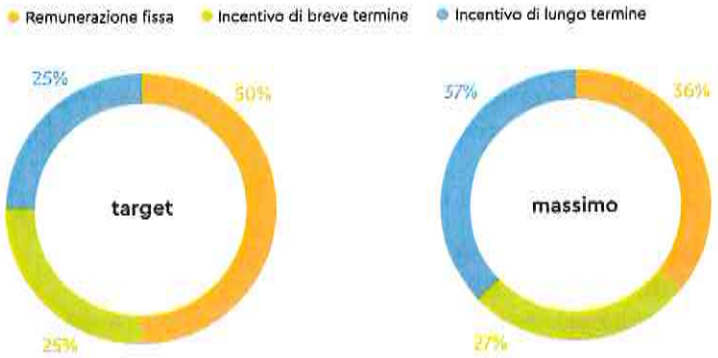
84573 /979

PAY MIX

Bilanciamento tra fisso e variabile in relazione al livello di responsabilità e all'impatto sul business

I pay mix medio a livello target e massimo del pacchetto retributivo dei Dirigenti con responsabilità strategiche con applicazione del Piano di Breve Termine con differimento e del Piano di Lungo Termine azionario calcolati con le stesse metodologie di valorizzazione utilizzate per l'Amministratore Delegato, evidenzia il bilanciamento tra componente fissa e componenti variabili e, per queste ultime, un orientamento prevalente sul medio-lungo termine, in linea con le migliori prassi dei mercati di riferimento.

GRAFICO 16 – PAY MIX DIRS



TRATTAMENTI PREVISTI IN CASO DI RISOLUZIONE CONSENSUALE DEL RAPPORTO DI LAVORO

Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, come per tutti i dirigenti Eni, sono previste le spettanze di fine rapporto stabilite dalla legge e dal CCNL di riferimento ed eventuali trattamenti concordati individualmente secondo i criteri stabiliti da Eni per i casi di esodo agevolato, nei limiti delle tutele previste dal medesimo CCNL ed in coerenza con il criterio applicativo (6.C.1. lett. g) del Codice di Autodisciplina. Tali criteri tengono conto del ruolo ricoperto e/o dell'età anagrafica e pensionabile del Dirigente al momento della risoluzione del rapporto, nonché della retribuzione percepita annualmente. Qualora siano presenti elevati rischi concorrenziali e di contenzioso, connessi alla criticità del ruolo ricoperto dal Dirigente, possono essere stipulati specifici accordi inclusivi di patti di non concorrenza, quest'ultimi con corrispettivi definiti in relazione alla retribuzione percepita e alle condizioni richieste di ampiezza, durata e vigenza del patto.

84573/880

Sezione II – Compensi e altre informazioni

Attuazione politiche retributive 2019

L'attuazione della politica retributiva 2019 verso gli Amministratori e i Dirigenti con responsabilità strategiche, secondo quanto verificato dal Comitato Remunerazione in occasione della valutazione periodica prevista dal Codice di Autodisciplina, è risultata coerente con la Politica sulla Remunerazione 2019, approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 14 marzo 2019, tenuto conto di quanto previsto dalle deliberazioni assunte dal Consiglio di Amministrazione il 13 aprile 2017 e il 19 giugno 2017, rispettivamente sui compensi degli Amministratori non esecutivi chiamati a far parte dei Comitati consiliari e sulla definizione della remunerazione degli Amministratori con deleghe.

CONSUNTIVAZIONE RISULTATI 2018 AI FINI DEGLI INCENTIVI EROGATI E/O ATTRIBUITI NEL 2019

In questo paragrafo si fornisce la consuntivazione dei risultati 2018, approvata dal Consiglio di Amministrazione del 14 marzo e del 30 maggio 2019 ai fini degli incentivi erogati e/o attribuiti nel 2019 in favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche.

PIANO DI INCENTIVAZIONE DI BREVE TERMINE CON DIFFERIMENTO (IBT) 2019

Il Piano IBT 2019 prevede, a fronte della consuntivazione dei risultati riguardanti gli obiettivi definiti per il 2018, la maturazione di un incentivo articolato in una quota pari al 65%, erogabile nel 2019, e in una quota differita pari al 35%, attribuibile nel 2019 e sottoposta alle condizioni di performance stabilite dal Piano in un periodo di maturazione triennale.

In particolare, i risultati consuntivati per gli obiettivi assegnati nel 2018 all'Amministratore Delegato e Direttore Generale, sono stati approvati dal Consiglio, su proposta del Comitato Remunerazione, nella riunione del 14 marzo 2019 e hanno condotto alla determinazione di un punteggio pari a 127 punti nella scala di misurazione utilizzata, che prevede un risultato target e massimo rispettivamente pari a 100 e 150 punti. La tabella riporta i pesi e il livello di risultato raggiunto da ciascun obiettivo.

TABELLA 9 – CONSUNTIVAZIONE OBIETTIVI 2018

Parametri di performance	Peso %	Risultato	Unità di misura	Minimo 70	Centrale 100	Massimo 130	Over performance 150	Punteggio performance	Punteggio ponderato
I. Risultati economico finanziari	**25,0**								**37,6**
EBT (Earning Before Tax) adjusted	12,5	10,5	€ mld					150,0	18,8
Free cash flow	12,5	6,7	€ mld					148,0	18,8
ii. Risultati operativi e sostenibilità dei risultati economici	**25,0**								**25,3**
Produzione idrocarburi	12,5	1.851	kboed					70,0	8,7
Risorse esplorative aggiunte	12,5	622	mln boe					133,1	16,6
iii. Sostenibilità ambientale e capitale umano	**25,0**								**27,8**
Severity Incident Rate (SIR) - dipendenti e contrattisti ponderato	12,5	49	(*)					72,0	9,0
Indice emissioni CO_2/produzioni UPS	12,5	21,4	tCO_2eq/kboe					150,0	18,8
iv. Efficienza e solidità finanziaria	**25,0**								**36,4**
ROACE (Return On average Capital Employed) adjusted	12,5	8,5	%					150,0	18,8
Net Debt/EBITDA adjusted	12,5	0,44	indice					141,0	17,6
Totale	**100,0**								**127,1**

(*) (infortuni totali registrabili ponderati per livello gravità dell'incidente/Ore lavorate) x 1.000.000.

84573/881

La consuntivazione degli obiettivi è stata effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene (ad esempio i prezzi Oil & Gas, il tasso di cambio euro/dollaro), in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione. Di seguito si riportano le principali evidenze per ciascun obiettivo:

- EBT: significativo miglioramento del risultato conseguito attraverso azioni di riduzione costi in particolare nel settore upstream e di ottimizzazioni su margini e volumi nei settori mid-downstream anche grazie agli effetti della ristrutturazione del portafoglio di attività.
- Free cash flow: conseguito un livello particolarmente elevato grazie al significativo miglioramento dei risultati economici, nonché alle azioni di ottimizzazione del capitale circolante.
- Produzione idrocarburi: nonostante gli elevati livelli di produzione raggiunti nel 2018, in considerazione degli elevati target previsti, il risultato di performance é stato penalizzato dalla minore domanda di gas per temi geopolitici e commerciali in Libia, Venezuela e Ghana e le fermate non programmate in US, Norvegia e Nigeria.
- Risorse esplorative: sono state aggiunte rilevanti risorse esplorative, principalmente in Egitto, Cipro, Norvegia, Angola, Nigeria, Messico e Indonesia per oltre 0,6 miliardi boe che confermano il focus sull'attività esplorativa a garanzia della crescita organica.
- Severity Incident Rate (SIR) Indice Frequenza Infortuni Totali Registrabili di dipendenti e contrattisti per milione di ore lavorate in cui gli infortuni vengono pesati in base alla gravità: risulta in aumento in relazione al verificarsi di alcuni infortuni di maggiore gravità.
- Emissioni CO_2/produzione upstream operata: l'indice è stato ridotto del 6% vs. 2017 grazie alla riduzione delle emissioni da flaring e al maggior contributo produttivo di progetti con intensità emissiva inferiore rispetto alla media di portafoglio.
- ROACE: il risultato è stato conseguito principalmente attraverso il miglioramento dei risultati economici.
- Debt/EBITDA: il risultato è stato conseguito attraverso il miglioramento dei risultati finanziari.

PIANO DI INCENTIVAZIONE MONETARIA DIFFERITA (IMD) 2015-2017

Erogazione IMD 2016

Il Piano IMD 2015-2017 prevede 3 attribuzioni annuali, per la seconda delle quali (2016) il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 14 marzo 2018, su verifica e proposta del Comitato Remunerazione, ha deliberato un risultato di EBT Eni 2018 al livello massimo, determinando un moltiplicatore annuale pari al 170%.

In relazione ai risultati 2016 e 2017 già consuntivati, il moltiplicatore medio triennale, da applicare agli incentivi attribuiti nel 2016 ai fini dell'erogazione 2019, è pertanto risultato pari al 170%. Di seguito la tabella riporta i risultati raggiunti nel periodo di vesting.

TABELLA 10 – EROGAZIONE IMD 2016 - EBT 2016-2018

Target EBT (mld €)	Moltiplicatore 2016	Moltiplicatore 2017	Moltiplicatore 2018	Moltiplicatore finale per erogazione 2019
EBT ≥ budget +0,5	170%	170%	170%	
budget ≤ EBT < budget +0,5	130%	130%	130%	
budget -0,5 ≤ EBT < budget	70%	70%	70%	
EBT < budget -0,5	0%	0%	0%	

PIANO DI INCENTIVAZIONE MONETARIA DI LUNGO TERMINE (IMLT) 2014-2016

Erogazione IMLT 2016

Il Piano IMLT 2014-2016 prevede 3 attribuzioni annuali, per la terza delle quali (2016) il Consiglio di Amministrazione nelle riunioni del 14 marzo e 30 maggio 2019, su verifica e proposta del Comitato Remunerazione, ha deliberato rispettivamente il risultato dei parametri Total Shareholder Return, con posizionamento al 2°posto nella classifica con il Peer Group, e Net Present Value delle riserve certe 2018, con posizionamento al 6° posto nella medesima classifica, determinando un moltiplicatore annuale pari al 69%.

84573 1882

In relazione ai risultati 2016 e 2017 già consuntivati, il moltiplicatore medio triennale, da applicare agli incentivi attribuiti nel 2016 ai fini dell'erogazione 2019, è pertanto risultato pari al 46%. La tabella 11 riporta i posizionamenti raggiunti nel periodo di maturazione.

TABELLA 11 – EROGAZIONE IMLT 2016 – TSR E NPV RISERVE CERTE 2016-2018

Posizionamento nel Peer Group	2016		2017		2018		Moltiplicatore finale per erogazione 2019
	TSR 60%	NPV 40%	TSR 60%	NPV 40%	TSR 60%	NPV 40%	
1°	130%	130%	130%	130%	130%	130%	
2°	115%	115%	115%	115%	115%	115%	
3°	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
4°	85%	85%	85%	85%	85%	85%	
5°	70%	70%	70%	70%	70%	70%	
6°	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
7°	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Moltiplicatore annuo	**40%**		**28%**		**69%**		

PIANO DI INCENTIVAZIONE DI LUNGO TERMINE AZIONARIO (ILT) 2017-2019

Attribuzione ILT azionario 2019

Il Piano ILT azionario 2017-2019 prevede 3 attribuzioni annuali, per la terza delle quali (2019) il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 24 ottobre 2019, su verifica e proposta del Comitato Remunerazione, ha approvato il prezzo di attribuzione pari a 14,0257 euro, calcolato secondo i criteri stabiliti dal Piano (media dei prezzi ufficiali giornalieri registrati nei 4 mesi antecedenti il mese in cui il Consiglio di Amministrazione approva annualmente il regolamento del Piano e l'attribuzione).

COMPENSI EROGATI E/O ATTRIBUITI NEL 2019

In questo paragrafo si fornisce la descrizione dei compensi erogati e/o attribuiti nel 2019 a favore del Presidente del Consiglio di Amministrazione, degli Amministratori non esecutivi, dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche, in coerenza con la Politica sulla Remunerazione 2019 e in relazione ai risultati conseguiti, relativamente al periodo in cui hanno ricoperto la carica.

I compensi erogati/attribuiti nel 2019 sono riportati nelle tabelle della Sezione II.

PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE EMMA MARCEGAGLIA

Compensi fissi

Alla Presidente sono stati erogati i compensi fissi per la carica e per le deleghe conferite deliberati rispettivamente dall'Assemblea del 13 aprile 2017 e dal Consiglio di Amministrazione del 19 giugno 2017. Il dettaglio dei compensi erogati è riportato nella tabella 1 alla voce "Compensi fissi".

Benefici non monetari

Alla Presidente, in coerenza con quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 19 giugno 2017, sono state riconosciute forme di copertura assicurativa per i rischi di morte e invalidità permanente da infortunio e malattia professionale ed extraprofessionale.

AMMINISTRATORI NON ESECUTIVI

Agli Amministratori non esecutivi sono stati erogati i compensi fissi deliberati dall'Assemblea del 13 aprile 2017, pari ad un importo lordo di 80 migliaia di euro. Sono stati inoltre erogati i compensi aggiuntivi spettanti per la partecipazione ai Comitati consiliari, secondo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 13 aprile 2017.

Il dettaglio dei compensi aggiuntivi erogati è riportato nella tabella 1 alla voce "Compensi per la partecipazione ai Comitati".

84573 | 833

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE CLAUDIO DESCALZI

Compensi fissi
All'Amministratore Delegato e Direttore Generale sono stati erogati i compensi fissi deliberati dal Consiglio di Amministrazione del 19 giugno 2017.
Il dettaglio dei compensi erogati è riportato nella tabella 1 alla voce "Compensi fissi".

Incentivo di Breve Termine con differimento 2019
Il Consiglio di Amministrazione del 19 giugno 2017 ha deliberato le modalità e i parametri di determinazione della remunerazione variabile per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, prevedendo che l'incentivo totale sia determinato con riferimento ad un moltiplicatore minimo (risultato = 85), target (risultato = 100) e massimo (risultato = 150) rispettivamente pari al 85%, 100% e 150% nella scala di performance 85-150, da applicare ad un incentivo base pari al 150% della Remunerazione fissa complessiva (€1.600.000). L'incentivo totale è ripartito in una quota erogabile nell'anno e in una quota differita pari rispettivamente al 65% e al 35%. Pertanto, in relazione ai risultati conseguiti nell'esercizio 2018 (127 punti), è stata erogata una quota annuale di 1.981 migliaia di euro e attribuita una quota differita di 1.067 migliaia di euro.

Incentivazione Monetaria Differita 2015-2017
In favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, è stato erogato l'incentivo attribuito nel 2016, maturato nel 2019, pari a 1.469 migliaia di euro, in relazione al moltiplicatore finale consuntivato nel periodo di maturazione (170%), come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 14 marzo 2019.

Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2014-2016
All'Amministratore Delegato e Direttore Generale, nel 2019 è stato erogato l'Incentivo Monetario di Lungo Termine attribuito nel 2016 per un importo lordo pari a 621 migliaia di euro in relazione al moltiplicatore finale consuntivato nel periodo di maturazione (46%), come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 30 maggio 2019.

Incentivazione di Lungo Termine azionaria 2017-2019
All'Amministratore Delegato e Direttore Generale, nel 2019 sono state attribuite n. 171.114 azioni Eni, come deliberato dal Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 24 ottobre 2019. In particolare il numero di azioni attribuite è stato determinato sulla base della percentuale di incentivazione del 150% da applicare alla remunerazione fissa complessiva e del prezzo di attribuzione di 14,0257 euro, calcolato secondo i criteri stabiliti dal Piano.

Benefici non monetari
All'Amministratore Delegato e Direttore Generale, in coerenza con quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 19 giugno 2017, sono stati riconosciuti i benefit previsti dalla Politica sulla Remunerazione 2019.

Riepilogo compensi erogati all'AD/DG
Di seguito si riporta il riepilogo di tutti i compensi erogati nel 2019 al Dott. Claudio Descalzi, in relazione al ruolo di Amministratore Delegato e Direttore Generale.

TABELLA 12 - RIEPILOGO COMPENSI EROGATI ALL'AD/DG NEL 2019
(importi in migliaia di euro)

Ruolo	Compensi fissi	Bonus annuale	Incentivi di lungo termine[a]	Benefits	Totale
Amministratore Delegato e Direttore Generale	1.600	1.981	2.090	23	5.694

(a) Comprende:
- Incentivo Monetario Differito attribuito nel 2016 (1.469 migliaia di euro)
- Incentivo Monetario di Lungo Termine attribuito nel 2016 (621 migliaia di euro)

84573 | 889

DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Compensi fissi
Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, nell'ambito del processo di revisione retributiva annuale previsto per tutti i dirigenti, nel 2019 sono stati apportati adeguamenti selettivi della remunerazione fissa, in relazione alla promozione a posizioni di livello superiore, ovvero in relazione ad esigenze di adeguamento dei livelli retributivi rispetto ai riferimenti di mercato riscontrati. Il valore lordo aggregato delle retribuzioni fisse erogate nel 2019 ai Dirigenti con responsabilità strategiche è riportato nella Tabella 1 del capitolo "Compensi corrisposti nel 2019", alla voce "Compensi fissi".

Incentivazione di Breve Termine con differimento (IBT) 2019
In favore dei Dirigenti con responsabilità strategiche, in relazione ai risultati conseguiti nel 2018 sono stati erogati/attribuiti nel 2019 gli incentivi, i cui importi sono riportati, in forma aggregata, nella Tabella 2 del capitolo "Compensi corrisposti nel 2019" alle voci "Bonus dell'anno erogabile/erogato" e "Bonus dell'anno differito". In particolare, gli incentivi risultano connessi ai risultati aziendali e a una serie di obiettivi di attività, di sostenibilità (sicurezza, tutela ambientale, relazioni con gli stakeholder) e individuali assegnati in relazione al perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto, in coerenza con quanto previsto nel Piano Strategico di Eni.

Incentivazione Monetaria Differita 2015-2017
In favore dei Dirigenti con responsabilità strategiche, in relazione al moltiplicatore finale consuntivato nel periodo di vesting (170%), come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 14 marzo 2019, sono stati erogati nel 2019 gli incentivi attribuiti nel 2016. I relativi importi sono riportati, in forma aggregata, nella Tabella 2 del capitolo "Compensi corrisposti nell'esercizio 2019", alla voce "Bonus di anni precedenti erogabili/erogati".

Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2014-2016
Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, nel 2019, sono stati erogati gli incentivi monetari di lungo termine attribuiti nel 2016, in relazione al moltiplicatore finale consuntivato nel periodo di maturazione (46%), come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 30 maggio 2019.
Gli importi degli incentivi erogati ai Dirigenti con responsabilità strategiche è riportato in forma aggregata nella Tabella 2 del capitolo "Compensi corrisposti nell'esercizio 2019", alla voce "Bonus di anni precedenti – erogabili/erogati".

Incentivazione di Lungo Termine azionaria 2017-2019
Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, nel 2019 è stata attuata la terza attribuzione del Piano ILT azionario 2017-2019, secondo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 24 ottobre 2019. Il numero aggregato delle azioni attribuite ai Dirigenti con responsabilità strategiche è riportato nella Tabella 3 del capitolo "Compensi corrisposti nell'esercizio 2019", alla voce "Azioni Eni attribuite nel corso dell'esercizio".

Indennità di fine carica o di cessazione del rapporto di lavoro
Nel corso del 2019, per i Dirigenti con responsabilità strategiche si sono verificate cessazioni del rapporto di lavoro, per le quali sono state erogate, oltre le competenze di fine rapporto e al preavviso previsti per legge e dal CCNL ed in coerenza con la Politica 2019, i trattamenti di esodo agevolato previsti dalla Politica Eni in caso di risoluzione consensuale del rapporto di lavoro. Gli importi complessivamente erogati ai Dirigenti con responsabilità strategiche che hanno cessato il rapporto di lavoro nel 2019 sono riportati in forma aggregata nella Tabella 1 del capitolo "Compensi corrisposti nell'esercizio 2019", alla voce "Indennità di fine carica o di cessazione del rapporto di lavoro".

Benefici non monetari
Ai Dirigenti con responsabilità strategiche, nel rispetto della contrattazione nazionale e degli accordi integrativi aziendali per la dirigenza Eni, sono stati riconosciuti i benefit previsti dalla Politica della Remunerazione 2019.

84573 1885

Informativa sulla consuntivazione risultati 2019

CONSUNTIVAZIONE RISULTATI 2019 AI FINI DEGLI INCENTIVI MATURATI ED EROGABILI E/O ATTRIBUIBILI NEL 2020

In questo paragrafo si fornisce la consuntivazione dei risultati 2019, approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 marzo 2020, ai fini degli incentivi maturati ed erogabili e/o attribuibili nel 2019 in favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e degli altri Dirigenti con responsabilità strategica.

PIANO DI INCENTIVAZIONE DI BREVE TERMINE CON DIFFERIMENTO (IBT) 2020

Il Piano IBT 2020 prevede, a fronte della consuntivazione dei risultati riguardanti gli obiettivi definiti per il 2019, la maturazione di un incentivo articolato in una quota pari al 65%, erogabile nel 2020, e in una quota differita pari al 35%, attribuibile nel 2020 e sottoposta alle condizioni di performance stabilite dal Piano in un periodo di maturazione triennale.
In particolare, i risultati consuntivati per gli obiettivi assegnati nel 2019 all'Amministratore Delegato e Direttore Generale, sono stati approvati dal Consiglio, su proposta del Comitato Remunerazione, nella riunione del 18 marzo 2020 e hanno condotto alla determinazione di un punteggio pari a 127 punti nella scala di misurazione utilizzata, che prevede un risultato target e massimo rispettivamente pari a 100 e 150 punti.

La tabella riporta i pesi e il livello di risultato raggiunto da ciascun obiettivo.

TABELLA 13 – CONSUNTIVAZIONE OBIETTIVI 2019

Parametri di performance	Peso %	Risultato	Unità di misura	Minimo 70	Centrale 100	Massimo 130	Over performance 150	Punteggio performance	Punteggio ponderato
I. Risultati economico finanziari	**25,0**								**36,2**
EBT (Earning Before Tax) adjusted	12,5	8,1	€ mld					144,7	18,1
Free cash flow	12,5	1,3	€ mld					145,1	18,1
II. Risultati operativi e sostenibilità dei risultati economici	**25,0**								**29,6**
Produzione idrocarburi	12,5	1.871	kboed					86,0	10,8
Risorse esplorative aggiunte	12,5	820	mln boe					150,0	18,8
III. Sostenibilità ambientale e capitale umano	**25,0**								**26,9**
Severity Incident Rate (SIR) - dipendenti e contrattisti ponderato	12,5	38	(*)					86,8	10,8
Indice emissioni CO_2/produzioni UPS	12,5	19,8(**)	tCO_2eq/kboe					129,1	16,1
IV. Efficienza e solidità finanziaria	**25,0**								**34,3**
ROACE (Return On average Capital Employed) adjusted	12,5	5,26	%					150,0	18,8
Net Debt/EBITDA adjusted	12,5	1,01	indice					124,0	15,5
Totale	**100,0**								**127,0**

(*) (Infortuni totali registrabili ponderati per livello gravità dell'incidente/Ore lavorate) x 1.000.000
(**) Non comprende Var Energy.

Di seguito si riportano le principali azioni che hanno determinato il raggiungimento dei risultati:

- EBT: miglioramento del risultato trainato dalle ottimizzazioni su margini e volumi del settore Gas & Power e dalle efficienze sugli oneri finanziari conseguite grazie al risultato sulla gestione della liquidità strategica.
- Free cash flow: conseguito un livello particolarmente elevato anche grazie ai minori investimenti nonché alle azioni di ottimizzazione del capitale circolante.
- Produzione idrocarburi: nonostante il livello di produzione raggiunto nel 2019, in considerazione degli elevati target previsti, il risultato di performance è stato penalizzato dalla minore domanda mondiale di gas/GNL e dai ritardi autorizzativi in Italia.
- Risorse esplorative: sono state aggiunte importanti risorse esplorative, principalmente in Algeria, Angola, Ghana e Indonesia per oltre 0,82 miliardi boe che confermano l'efficacia dell'attività esplorativa a garanzia della crescita organica.

84573 | 886

- Severity Incident Rate (SIR) Indice Frequenza Infortuni Totali Registrabili di dipendenti e contrattisti per milione di ore lavorate in cui gli infortuni vengono pesati in base alla gravità: l'indice è stato penalizzato dal verificarsi di alcuni infortuni di maggiore gravità.
- Emissioni CO_2eq/produzione upstream operata: l'indice è stato ridotto di circa il 9% vs 2018 grazie alla riduzione delle emissioni da flaring, alle importanti azioni di riduzione delle fuggitive di metano e al maggior contributo produttivo di progetti con intensità emissiva inferiore rispetto alla media di portafoglio.
- ROACE: il risultato è stato conseguito soprattutto grazie al miglioramento dei risultati economici.
- Debt/EBITDA: il risultato è stato conseguito attraverso il miglioramento dei risultati finanziari anche per effetto della rimodulazione degli investimenti.

PIANO DI INCENTIVAZIONE MONETARIA DIFFERITA (IMD) 2015-2017

Maturazione IMD 2017

Il Piano IMD 2015-2017 prevede 3 attribuzioni annuali, per la terza delle quali (2017) il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 18 marzo 2020, su verifica e proposta del Comitato Remunerazione, ha deliberato un risultato di EBT Eni 2019 al livello massimo determinando un moltiplicatore annuale pari al 170%. In relazione ai risultati 2017 e 2018 già consuntivati, il moltiplicatore medio triennale, da applicare agli incentivi attribuiti nel 2017 ai fini dell'erogazione 2020, è pertanto risultato pari al 170%. Di seguito la tabella riporta i risultati raggiunti nel periodo di vesting.

TABELLA 14 – MATURAZIONE IMD 2017 – EBT 2017-2019

Target EBT (€ mld)	Moltiplicatore 2017	Moltiplicatore 2018	Moltiplicatore 2019	Moltiplicatore finale per erogazione 2020
EBT ≥ budget +0,5	170%	170%	170%	
budget ≤ EBT < budget +0,5	130%	130%	130%	
budget -0,5 ≤ EBT < budget	70%	70%	70%	
EBT < budget-0,5	0%	0%	0%	

PIANO DI INCENTIVAZIONE DI LUNGO TERMINE AZIONARIO (ILT AZIONARIO) 2017-2019

Maturazione ILT azionario attribuito nel 2017

Il Piano ILT azionario 2017-2019 prevede 3 attribuzioni annuali, per la prima delle quali (2017) il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 18 marzo 2020, su verifica e proposta del Comitato Remunerazione, ha deliberato il risultato triennale 2017-2019 del parametro collegato al Total Shareholder Return con posizionamento al 7° posto nel Peer Group; la consuntivazione del parametro Net Present Value delle riserve certe 2019, sarà esaminata dal Consiglio nella riunione in programma a maggio 2020, non appena disponibili i dati delle società del Peer Group.

PIANO DI INCENTIVAZIONE DI LUNGO TERMINE AZIONARIO (ILT) 2020-2022

Attribuzione ILT azionario 2020

Il nuovo Piano ILT azionario 2020-2022 prevede 3 attribuzioni annuali, per la prima delle quali (2020) il Consiglio di Amministrazione nella riunione in programma ad ottobre 2020, su verifica e proposta del Comitato Remunerazione, approverà il prezzo di attribuzione secondo i criteri stabiliti dal Piano (media dei prezzi ufficiali giornalieri registrati nei 4 mesi antecedenti il mese in cui il Consiglio di Amministrazione approva l'attribuzione).

INCENTIVI MATURATI ED EROGABILI E/O ATTRIBUIBILI NEL 2020

In questo paragrafo si fornisce la descrizione degli incentivi retributivi maturati in relazione alla consuntivazione degli obiettivi 2019, ed erogabili o attribuibili nel corso del 2020 a favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche.

84573/887

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE CLAUDIO DESCALZI

Incentivo di Breve Termine con differimento 2020
In favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale è maturata una quota annuale erogabile di 1.981 migliaia di euro e una quota differita di 1.067 migliaia di euro, calcolate sulla base delle modalità e dei parametri deliberati dal Consiglio di Amministrazione del 19 giugno 2017 e in relazione ai risultati conseguiti nell'esercizio 2019 (127 punti) deliberati dal Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2020.

Incentivazione Monetaria Differita 2015-2017
In favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, è maturato l'incentivo attribuito nel 2017, erogabile nel 2020, pari a 1.469 migliaia di euro, in relazione al moltiplicatore finale consuntivato nel periodo di maturazione (170%), come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2020.

DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Incentivazione di Breve Termine con differimento (IBT) 2020
In favore dei Dirigenti con responsabilità strategiche, in relazione ai risultati conseguiti nel 2019 sono maturati gli incentivi erogabili/attribuibili nel 2020, i cui importi saranno riportati, in forma aggregata, nella Relazione sulla Remunerazione 2021. In particolare, gli incentivi risultano connessi ai risultati aziendali e a una serie di obiettivi di attività, di sostenibilità (sicurezza, tutela ambientale, relazioni con gli stakeholder) e individuali assegnati in relazione al perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto, in coerenza con quanto previsto nel Piano Strategico di Eni.

Incentivazione Monetaria Differita 2015-2017
In favore dei Dirigenti con responsabilità strategiche, in relazione al moltiplicatore finale consuntivato nel periodo di vesting (170%), deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2020, sono maturati gli incentivi attribuiti nel 2017, erogabili nel 2020. I relativi importi saranno riportati, in forma aggregata, nella Relazione sulla Remunerazione 2021.

84573 (1938

Compensi corrisposti nell'esercizio 2019

TABELLA 1 – COMPENSI CORRISPOSTI AGLI AMMINISTRATORI, AI SINDACI, ALL'AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE E AGLI ALTRI DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi agli Amministratori, ai Sindaci, all'Amministratore Delegato e Direttore Generale e, a livello aggregato, agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche. È fornita separata indicazione dei compensi percepiti da società controllate e/o collegate a eccezione di quelli rinunciati o riversati alla Società. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

In particolare:

- nella colonna "Compensi fissi" sono riportati, secondo un criterio di competenza, gli emolumenti fissi e le retribuzioni da lavoro dipendente spettanti nell'anno al lordo degli oneri previdenziali e fiscali a carico del dipendente. In nota è fornito il dettaglio dei compensi nonché separata indicazione delle eventuali indennità e competenze riferibili al rapporto di lavoro;
- nella colonna "Compensi per la partecipazione ai Comitati" è riportato, secondo un criterio di competenza, il compenso spettante agli Amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio. In nota è fornito il dettaglio dei compensi per ciascun Comitato a cui il consigliere partecipa;
- nella colonna "Compensi variabili non equity" sono riportati, alla voce "Bonus e altri incentivi", gli incentivi erogati nell'anno a fronte dell'avvenuta maturazione dei relativi diritti a seguito della verifica ed approvazione dei relativi risultati di performance da parte dei competenti organi societari, secondo quanto specificato, con maggiori dettagli, nella Tabella "Piani di incentivazione monetaria in favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche";
- nella colonna "Partecipazione agli utili" non è riportato alcun dato in quanto non sono previste forme di partecipazioni agli utili;
- nella colonna "Benefici non monetari" è riportato, secondo criteri di competenza e di imponibilità fiscale, il valore dei benefit assegnati;
- nella colonna "Altri compensi" sono riportate, secondo un criterio di competenza, tutte le eventuali ulteriori retribuzioni derivanti da altre prestazioni fornite;
- nella colonna "Totale" è indicata la somma degli importi delle precedenti voci;
- 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" sono indicate 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 1 – COMPENSI CORRISPOSTI AGLI AMMINISTRATORI, AI SINDACI, ALL'AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE E AGLI ALTRI DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE (importi in migliaia di euro)

							Compensi variabili non equity						
Nome e Cognome	Note	Carica	Periodo per cui è stata ricoperta la carica	Scadenza della carica[7]	Compensi fissi	Compensi per la partecip. ai Comitati	Bonus e altri incentivi	Partecipazione agli utili	Benefici non monetari	Altri compensi	Totale	Fair Value dei compensi equity	Indennità di fine carica o di cessazione del rapporto di lavoro
Consiglio di Amministrazione													
Emma Marcegaglia	(1)	Presidente	01.01 - 31.12	2020	500[a]						500		
Claudio Descalzi	(2)	Amm. Delegato e Direttore Generale	01.01 - 31.12	2020	1.600[a]		4.071[b]		23[c]		5.694	933	
Andrea Gemma	(3)	Consigliere	01.01 - 31.12	2020	56[a]	90[b]					146		
Pietro Angelo Guindani	(4)	Consigliere	01.01 - 31.12	2020	80[a]	85[b]					165		
Karina Litvack	(5)	Consigliere	01.01 - 31.12	2020	80[a]	85[b]					165		
Alessandro Lorenzi	(6)	Consigliere	01.01 - 31.12	2020	80[a]	110[b]					190		
Diva Moriani	(7)	Consigliere	01.01 - 31.12	2020	80[a]	125[b]					205		
Fabrizio Pagani	(8)	Consigliere	01.01 - 31.12	2020	80[a]	65[b]				50[c]	195		
Domenico Livio Trombone	(9)	Consigliere	01.01 - 31.12	2020	80[a]	65[b]					145		
Collegio Sindacale													
Rosalba Casiraghi	(10)	Presidente	01.01 - 31.12	2020	80[a]						80		
Enrico Maria Bignami	(11)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	2020	70[a]						70		
Paola Camagni	(12)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	2020	70[a]					112[b]	182		
Andrea Parolini	(13)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	2020	70[a]						70		
Marco Seracini	(14)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	2020	70[a]					127[b]	197		
Altri Dirigenti con responsabilità strategiche[**]	(15)	*Compensi nella società che redige il Bilancio*			9.605		13.588		264	155	23.612	1.430	4.126
		Compensi da controllate e collegate											
				Totale	9.605[a]		13.588[b]		264[c]	155[d]	23.612	1.430	4.126[e]
					12.601	**825**	**17.659**		**287**	**444**	**31.616**	**2.363**	**4.126**

84573/889

Note

(*) La carica scade con l'Assemblea che approverà il Bilancio al 31 dicembre 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 (ventitre dirigenti).

(1) **Emma Marcegaglia - Presidente del Consiglio di Amministrazione**

(a) L'importo comprende: i) il compenso fisso di 90 migliaia di euro stabilito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 e confermato dall'Assemblea del 13 aprile 2017; ii) il compenso fisso per le deleghe stabilito dal Consiglio di Amministrazione per il mandato 2017-2020, di 410 migliaia di euro.

(2) **Claudio Descalzi - Amministratore Delegato e Direttore Generale**

(a) L'importo comprende: i) il compenso fisso per la carica di Amministratore Delegato stabilito per il mandato 2017-2020 pari a 600 migliaia di euro; ii) la retribuzione fissa in qualità di Direttore Generale stabilita per il mandato 2017-2020 pari a 1.000 migliaia di euro. A tale importo 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 per un importo pari a 20,8 migliaia di euro.

(b) 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.

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

(3) **Andrea Gemma - Consigliere**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea 13 aprile 2017.

(b) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di Amministrazione per la partecipazione ai Comitati Consiliari, in particolare: 35 migliaia di euro per il Comitato Controllo e Rischi; 34 migliaia di euro per il Comitato Remunerazione; 21 migliaia di euro per il Comitato per le Nomine.

(4) **Pietro Angelo Guindani - Consigliere**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea 13 aprile 2017.

(b) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di Amministrazione per la partecipazione ai Comitati Consiliari, in particolare: 35 migliaia di euro per il Comitato Remunerazione; 50 migliaia di euro per il Comitato Sostenibilità e Scenari.

(5) **Karina Litvack - Consigliere**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea 13 aprile 2017.

(b) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di Amministrazione per la partecipazione ai Comitati Consiliari, in particolare: 50 migliaia di euro per il Comitato Controllo e Rischi; 35 migliaia di euro per il Comitato Sostenibilità e Scenari.

(6) **Alessandro Lorenzi - Consigliere**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea 13 aprile 2017.

(b) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di Amministrazione per la partecipazione ai Comitati Consiliari, in particolare: 70 migliaia di euro per il Comitato Controllo e Rischi; 39,8 migliaia di euro per il Comitato Remunerazione.

(7) **Diva Moriani - Consigliere**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea 13 aprile 2017.

(b) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di Amministrazione per la partecipazione ai Comitati Consiliari, in particolare: 50 migliaia di euro per il Comitato Controllo e Rischi; 35 migliaia di euro per il Comitato Remunerazione; 40 migliaia di euro per il Comitato per le Nomine.

(8) **Fabrizio Pagani - Consigliere**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea del 13 aprile 2017.

(b) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di Amministrazione per la partecipazione ai Comitati Consiliari, in particolare: 35 migliaia di euro per il Comitato Sostenibilità e Scenari; 30 migliaia di euro per il Comitato per le Nomine.

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

(9) **Domenico Livio Trombone - Consigliere**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea 13 aprile 2017.

(b) L'importo comprende i compensi stabiliti dal Consiglio di Amministrazione per la partecipazione ai Comitati Consiliari, in particolare: 35 migliaia di euro per il Comitato Sostenibilità e Scenari; 30 migliaia di euro per il Comitato per le Nomine.

(10) **Rosalba Casiraghi - Presidente del Collegio Sindacale**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea 13 aprile 2017.

(11) **Enrico Maria Bignami - Sindaco effettivo**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea 13 aprile 2017.

(12) **Paola Camagni - Sindaco effettivo**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea 13 aprile 2017.

(b) L'importo comprende gli emolumenti per cariche ricoperte nei collegi sindacali di società controllate o collegate e in particolare: 19,5 migliaia di euro in qualità di Presidente del Collegio Sindacale di AGI SpA; 37,5 migliaia di euro in qualità di Presidente del Collegio Sindacale di Mozambique Rovuma Venture SpA; 25 migliaia di euro in qualità di Sindaco di Eni Rewind SpA; 30 migliaia di euro in qualità di Sindaco di Eni Angola SpA.

(13) **Andrea Parolini - Sindaco effettivo**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea 13 aprile 2017.

(14) **Marco Seracini - Sindaco effettivo**

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea 13 aprile 2017.

(b) L'importo comprende gli emolumenti per cariche ricoperte nei collegi sindacali di società controllate o collegate e in particolare: 27 migliaia di euro in qualità di Presidente del Collegio Sindacale di Ing. Luigi Conti Vecchi; il pro-quota di 7,6 migliaia di euro in qualità di Presidente di LNG Shipping SpA; il pro-quota di 32 migliaia di euro in qualità di Presidente di Eni Angola SpA; 30 migliaia di euro in qualità di Sindaco di Eni Fuel SpA; 30 migliaia di euro in qualità di Sindaco di TTPC SpA.

(15) **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 migliaia 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, nonchè 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.

84573 1890

TABELLA 2 – PIANI DI INCENTIVAZIONE MONETARI A FAVORE DELL'AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE E DEGLI ALTRI DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Nella tabella seguente sono indicati gli incentivi variabili di natura monetaria, di breve e lungo termine, previsti a favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e, a livello aggregato, degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche (includendo tutti i soggetti che, nel corso dell'esercizio, hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno).

Nella colonna "Bonus dell'anno" sono riportati:

- alla voce "erogabile/erogato" l'incentivo variabile di breve termine erogato nell'anno sulla base della consuntivazione della performance effettuata dai competenti organi societari relativamente agli obiettivi definiti per l'anno precedente;
- alla voce "differito" è riportato l'incentivo base attribuito nell'anno in attuazione del Piano di Incentivazione Monetaria Differita;
- alla voce "periodo di differimento" è riportata la durata del periodo di vesting dell'incentivo differito attribuito nell'anno.

Nella colonna "Bonus di anni precedenti" sono riportati:

- alla voce "non più erogabili" gli incentivi di lungo termine non più erogabili in relazione alla consuntivazione delle condizioni di performance del periodo di vesting ovvero le quote di incentivo decadute per gli eventi attinenti il rapporto di lavoro disciplinati dai Regolamenti dei Piani;
- alla voce "erogabili/erogati" sono riportati gli incentivi variabili di lungo termine erogati nell'anno, maturati sulla base della consuntivazione delle condizioni di performance del periodo di vesting ovvero le quote di incentivo erogate per gli eventi attinenti il rapporto di lavoro disciplinati dai Regolamenti dei Piani;
- alla voce "ancora differiti" sono riportati gli incentivi attribuiti negli anni precedenti, in attuazione dei Piani di lungo termine non ancora giunti a maturazione (vested).

Nella colonna "Altri Bonus" sono riportati gli incentivi erogati a titolo di una tantum straordinarie connessi al raggiungimento nell'anno di risultati o progetti di particolare rilevanza.

Il Totale degli importi della voce "erogabile/erogato" della colonna "Bonus dell'anno", della voce "erogabili/erogati" della colonna "Bonus di anni precedenti", e della colonna "Altri bonus", coincide con quanto indicato nella colonna "Bonus e altri incentivi" della tabella 1.

84573/891

TABELLA 2 – PIANI DI INCENTIVAZIONE MONETARIA A FAVORE DELL'AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE E DEGLI ALTRI DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE (importi in migliaia di euro)

			Bonus dell'anno			Bonus di anni precedenti			
Nome e Cognome	Carica	Piano	erogabile/ erogato	differito	periodo di differimento	non più erogabili	erogabili/ erogati[1]	ancora differiti	Altri bonus
Claudio Descalzi	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Piano di Incentivazione di Breve Termine 2019 - Quota erogata CdA 14 marzo 2019	1.981						
		Piano di Incentivazione di Breve Termine 2019 - Quota Differita CdA 14 marzo 2019		1.067	3 anni				
		Piano di Incentivazione di Breve Termine 2018 - Quota Differita CdA 15 marzo 2018						811	
		Piano di Incentivazione Monetaria Differita 2017 CdA 28 febbraio 2017						864	
		Piano di Incentivazione Monetaria Differita 2016 Attribuzione: CdA 17 marzo 2016 Erogazione: CdA 14 marzo 2019					1.469		
		Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2016 Attribuzione: CdA 15 settembre 2016 Erogazione: CdA 30 maggio 2019				729[3]	621		
Totale			**1.981**	**1.067**		**729**	**2.090**	**1.675**	
Altri Dirigenti con responsabilità strategiche[2]		Piano di Incentivazione di Breve Termine 2019 - Quota erogata CdA 14 marzo 2019	6.998						
		Piano di Incentivazione di Breve Termine 2019 - Quota Differita CdA 14 marzo 2019		2.619	3 anni				
		Piano di Incentivazione di Breve Termine 2018 - Quota Differita CdA 15 marzo 2018				535[4]	245[5]	2.651	
		Piano di Incentivazione Monetaria Differita 2017 CdA 28 febbraio 2017				474[4]	434[5]	2.872	
		Piano di Incentivazione Monetaria Differita 2016 Attribuzione: CdA 17 marzo 2016 Erogazione: CdA 14 marzo 2019					4.487		
		Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2016 Attribuzione: CdA 15 settembre 2016 Erogazione: CdA 30 maggio 2019				2.268[3]	1.279		
Totale			**6.998**	**2.619**		**3.277**	**6.445**	**5.523**	
			8.979	**3.686**		**4.006**	**8.535**	**7.198**	

(1) Erogazione relativa all'incentivo monetario differito e all'incentivo monetario di lungo termine attribuiti nel 2016.
(2) 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 dell'Amministratore Delegato (ventitre dirigenti).
(3) Importo non più erogabile, pari alla differenza tra l'incentivo attribuito nel 2016 e l'incentivo erogato nel 2019.
(4) Importo pro-quota non più erogabile a seguito di risoluzione del rapporto di lavoro, secondo quanto definito nel Regolamento del Piano.
(5) Importo pro-quota erogato a seguito di risoluzione consensuale del rapporto di lavoro, secondo quanto definito nel Regolamento del Piano.

84573/892

TABELLA 3 – PIANI DI INCENTIVAZIONE BASATI SU STRUMENTI FINANZIARI DIVERSI DALLE STOCK OPTION, A FAVORE DELL'AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE E DEGLI ALTRI DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Nella tabella seguente sono indicati per il Piano di incentivazione di tipo azionario, le azioni attribuite a favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e, a livello aggregato, degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche (includendo tutti i soggetti che, nel corso dell'esercizio, hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno).

In particolare:

- nella colonna "Strumenti finanziari attribuiti negli esercizi precedenti non vested nel corso dell'esercizio" vengono riportati tipologia, numero e periodo di vesting degli strumenti finanziari eventualmente attribuiti negli anni precedenti e ancora non vested;
- nella colonna "Strumenti finanziari attribuiti nel corso dell'esercizio" vengono riportati tipologia, numero, fair value totale, periodo di vesting, data di attribuzione e prezzo di mercato a tale data degli strumenti finanziari attribuiti nel corso dell'anno;
- nella colonna "Strumenti finanziari vested nel corso dell'esercizio e non assegnati" vengono eventualmente riportati tipologia e numero degli strumenti finanziari attribuiti non più assegnabili in relazione alla consuntivazione delle condizioni di performance del periodo di vesting, ovvero di strumenti finanziari attribuiti decaduti per gli eventi attinenti il rapporto di lavoro disciplinati dai Regolamenti dei Piani;
- nella colonna "Strumenti finanziari vested nel corso dell'esercizio e assegnabili" vengono eventualmente riportati tipologia, numero e valore alla data di maturazione degli strumenti finanziari attribuiti vested nel corso dell'anno e assegnabili sulla base della consuntivazione delle condizioni di performance del periodo di vesting, ovvero le quote previste per gli eventi attinenti il rapporto di lavoro disciplinati dai Regolamenti dei Piani;
- nella colonna "Strumenti finanziari di competenza dell'esercizio" è indicato il fair value degli strumenti finanziari attribuiti, ancora in essere, per la sola quota di competenza dell'esercizio che viene anche riportata nella tabella 1 alla colonna "Fair Value dei compensi equity".

TABELLA 3 – PIANI DI INCENTIVAZIONE BASATI SU STRUMENTI FINANZIARI, DIVERSI DALLE STOCK OPTION, A FAVORE DELL'AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE E DEGLI ALTRI DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

			Strumenti finanziari attribuiti negli esercizi precedenti non vested nel corso dell'esercizio		Strumenti finanziari attribuiti nel corso dell'esercizio					Strumenti finanziari vested nel corso dell'esercizio e non assegnati	Strumenti finanziari vested nel corso dell'esercizio e assegnabili		Strumenti finanziari di competenza dell'esercizio
Nome e Cognome	Carica	Piano	Numero Azioni Eni	Periodo di vesting	Numero Azioni Eni	Fair value alla data di attribuzione (migliaia di euro)	Periodo di vesting	Data di attribuzione	Prezzo di mercato all'attribuzione (euro)	Numero Azioni Eni	Numero Azioni Eni	Valore alla data di maturazione	Fair value (migliaia di euro)
		Piano di Incentivazione di Lungo Termine a base azionaria 2019 CdA 24 ottobre 2019			171.114	1.691	3 anni	24 ottobre 2019	14,138				47
Claudio Descalzi	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Piano di Incentivazione di Lungo Termine a base azionaria 2018 CdA 25 ottobre 2018	149.722	3 anni									586
		Piano di Incentivazione di Lungo Termine a base azionaria 2017 CdA 26 ottobre 2017	177.968	3 anni									300
Totale					**171.114**	**1.691**							**933**
		Piano di Incentivazione di Lungo Termine a base azionaria 2019 CdA 24 ottobre 2019			275.281	2.720	3 anni	29 novembre 2019	13,714				76
Altri Dirigenti con responsabilità strategiche[1]		Piano di Incentivazione di Lungo Termine a base azionaria 2018 CdA 25 ottobre 2018	199.974	3 anni						54.431[2]			782
		Piano di Incentivazione di Lungo Termine a base azionaria 2017 CdA 26 ottobre 2017	228.207	3 anni						64.625[2]			385
Totale					**275.281**	**2.720**							**1.243**
TOTALE GENERALE					**446.395**	**4.411**							**2.176**

(1) 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 dell'Amministratore Delegato (ventitre dirigenti).

(2) Numero di azioni non più assegnabili a seguito di risoluzione del rapporto di lavoro, secondo quanto definito nel Regolamento del Piano. A fronte di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro è stata erogata, come previsto dal Regolamento del Piano, una quota percentuale del controvalore monetario delle azioni attribuite calcolato al prezzo di attribuzione per un importo pari a 145 migliaia di euro.

84573/893

Partecipazioni detenute

Nella tabella seguente sono indicate, ai sensi dell'Art. 84-quater, quarto comma, del Regolamento Emittenti Consob, le partecipazioni in Eni SpA e nelle società controllate che risultano detenute dagli Amministratori, Sindaci, e dagli altri Dirigenti con responsabilità strategiche, nonché dai rispettivi coniugi non legalmente separati e dai figli minori, direttamente o per il tramite di società controllate, società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi soggetti. Sono inclusi tutti i soggetti che, nel corso dell'esercizio, hanno ricoperto la carica anche solo per una frazione di anno.
Il numero delle azioni (tutte "ordinarie") è indicato, per ciascuna società partecipata, nominativamente per Amministratori, Sindaci e, in forma aggregata, per gli altri Dirigenti con responsabilità strategiche. Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

TABELLA 4 – PARTECIPAZIONI DETENUTE DAGLI AMMINISTRATORI, DAI SINDACI, DALL'AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE E DAGLI ALTRI DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Nome e Cognome	Carica	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2018	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2019
Consiglio di Amministrazione						
Emma Marcegaglia	Presidente	Eni SpA	34.270			34.270
		Eni SpA[1]	45.000			45.000
		Eni SpA[2]	7.740			7.740
Claudio Descalzi	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Eni SpA	39.455			39.455
Collegio sindacale						
			-	-	-	-
Altri Dirigenti con responsabilità strategiche		Eni SpA[3]	179.219		5	176.114

(1) Nuda proprietà.
(2) Gestione patrimoniale.
(3) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società e i primi riporti gerarchici dell'Amministratore Delegato (ventitre dirigenti, di cui tredici con partecipazioni in Eni SpA e in società controllate).

84573|894

Allegato ai sensi dell'Art. 84-bis del Regolamento Emittenti Consob - Attuazione 2019 del Piano di Incentivazione di Lungo Termine (ILT) 2017-2019

Con riferimento al Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2017-2019 approvato dall'Assemblea ordinaria degli azionisti in data 13 aprile 2017, alle condizioni e finalità illustrate nel Documento Informativo disponibile sul sito internet, nella tabella seguente vengono riportati, ai sensi dell'Art. 84-bis (Allegato 3A, schema n. 7) del Regolamento Emittenti Consob, i dettagli dell'attribuzione 2018 del Piano.

TABELLA N. 1 DELLO SCHEMA 7 DELL'ALLEGATO 3A DEL REGOLAMENTO N. 11971/1999
PIANI DI COMPENSI BASATI SU STRUMENTI FINANZIARI

		QUADRO 1						
		STRUMENTI FINANZIARI DIVERSI DALLE STOCK OPTION						
		Sezione 2 Strumenti di nuova attribuzione in base alla decisione dell'organo competente per l'attuazione della delibera dell'Assemblea						
Nome e cognome o categoria	Carica (da indicare solo per i soggetti riportati nominativamente)	Data della relativa delibera assembleare	Tipologia degli strumenti finanziari	Numero strumenti finanziari	Data attribuzione	Eventuale prezzo di acquisto degli strumenti	Prezzo di mercato all'attribuzione (euro)	Periodo di vesting
Claudio Descalzi	Amministratore Delegato e Direttore Generale Eni SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	171.114[1]	24/10/19	n.a.	14,138	3 anni
Nicolò Aggogeri	Managing Director and Resident Manager Agip C aspian Sea BV	13 aprile 2017	Azioni Eni	2.246	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Luca Arcangeli	Amministratore Delegato Eni France slu	13 aprile 2017	Azioni Eni	2.923	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Ignazio Arces	Amministratore Delegato Raffineria di Gela SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	2.282	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Abdulmonem Arifi	General Manager Eni North Africa BV	13 aprile 2017	Azioni Eni	6.452	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Federico Arisi Rota	Presidente e Amministratore Delegato Eni Trading&Shipping Inc.	13 aprile 2017	Azioni Eni	5.749	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Andrea Balanzoni	Co-Representative Director LVE	13 aprile 2017	Azioni Eni	1.961	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Massimo Bechi	Amministratore Delegato Costiero Gas Livorno SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	2.709	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Mario Bello	Directeur Général Eni Algeria Production BV	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.779	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Paolo Campelli	Managing Director Eni Mozambique Engineering Limited	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.387	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Roberto Castriota	Presidente e Amministratore Delegato Eni Fuel SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	4.920	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Roberto Casula	President & CEO Eni NEXT Llc	13 aprile 2017	Azioni Eni	20.605	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Alberto Chiarini	Amministratore Delegato Eni gas e luce SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	14.331	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Tiziano Colombo	Amministratore Delegato Eni Corporate University SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	4.848	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Roberto Daniele	Managing Director Eni Ghana E&P Ltd	13 aprile 2017	Azioni Eni	1.925	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Luca De Caro	General Manager IEOC Production BV	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.244	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Carmine De Lorenzo	Managing Director Eni México, S.De R.L. De C.V.	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.244	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Daniel Fava	Directeur General Eni Gas & Power France SA	13 aprile 2017	Azioni Eni	4.599	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Daniele Ferrari	Amministratore Delegato Versalis SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	15.685	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Lorenzo Fiorillo	Managing Director Nigerian Agip Oil Company Ltd	13 aprile 2017	Azioni Eni	4.349	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Ernesto Formichella	Managing Director Banque Eni SA	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.743	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Alessandro Gelmetti	Managing Director Eni Myanmar BV	13 aprile 2017	Azioni Eni	2.388	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Andrea Giaccardo	General Manager Eni Angola SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	2.139	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Salvatore Giammetti	Managing Director Eni Oman BV	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.458	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Manfredi Giusto	Managing Director Eni UK	13 aprile 2017	Azioni Eni	2.959	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni

(1) Numero di azioni attribuite con delibera del Consiglio di Amministrazione del 25 ottobre 2018.

84573/895

TABELLA N. 1 DELLO SCHEMA 7 DELL'ALLEGATO 3A DEL REGOLAMENTO N. 11971/1999

PIANI DI COMPENSI BASATI SU STRUMENTI FINANZIARI

QUADRO 1

STRUMENTI FINANZIARI DIVERSI DALLE STOCK OPTION

Sezione 2

Strumenti di nuova attribuzione in base alla decisione dell'organo competente per l'attuazione della delibera dell'Assemblea

Nome e cognome o categoria	Carica (da indicare solo per i soggetti riportati nominativamente)	Data della relativa delibera assembleare	Tipologia degli strumenti finanziari	Numero strumenti finanziari	Data attribuzione	Eventuale prezzo di acquisto degli strumenti	Prezzo di mercato all'attribuzione (euro)	Periodo di vesting
Paolo Grossi	Amministratore Delegato Eni Rewind SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	8.770	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Pietro Guarnieri	Managing Director Eni Abu Dhabi BV	13 aprile 2017	Azioni Eni	7.308	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Salvatore Ippolito	Amministratore Delegato Agenzia Giornalistica Italia SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.315	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Giuseppe La Scola	Chairman & General Manager Versalis Pacific Trading	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.280	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Angelo Ligrone	Managing Director Eni Pakistan Ltd	13 aprile 2017	Azioni Eni	2.959	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Carmine Masullo	Chairman & Managing Director Versalis International SA	13 aprile 2017	Azioni Eni	4.634	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Paolo Morandotti	Presidente e Amministratore Delegato Eni Iberia SLU	13 aprile 2017	Azioni Eni	4.278	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Giuseppe Moscato	Directeur General EniTunisia BV	13 aprile 2017	Azioni Eni	4.064	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Biagio Pietraroia	Managing Director and Resident Manager Agip Karachaganak BV	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.957	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Diego Portoghese	Managing Director Eni Muara Bakau B.V.	13 aprile 2017	Azioni Eni	1.818	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Stefano Quartullo	Amministratore Delegato Eni Deutschland Gmbh	13 aprile 2017	Azioni Eni	2.460	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Federico Regola	General Manager Gas Supply Company of Thessaloniki-Thessalia S.A. - ZENITH GAS & LIGHT S.A.	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.458	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Paolo Repetti	Amministratore Delegato Eniservizi SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	4.563	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Marco Rotondi	Directeur General Eni Congo SA	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.280	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Mauro Russo	Presidente e Amministratore Delegato Ecofuel SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.565	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Loris Tealdi	President and CEO Eni Us Operating Co. Inc	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.886	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Andrea Tomasino	Chairman & Managing Director Versalis UK	13 aprile 2017	Azioni Eni	1.569	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Luciano Maria Vasques	Amministratore Delegato Eni Progetti SpA	13 aprile 2017	Azioni Eni	4.991	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Claudia Vignati	Managing Director Eni Finance International SA	13 aprile 2017	Azioni Eni	2.781	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Marco Volpati	Managing Director Eni International Resources Ltd	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.672	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Paolo Zuccarini	Presidente Versalis France SAS	13 aprile 2017	Azioni Eni	3.565	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Altri dirigenti con responsabilità strategiche Eni(2)	17 dirigenti	13 aprile 2017	Azioni Eni	236.495	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni
Altri dirigenti	323 dirigenti	13 aprile 2017	Azioni Eni	1.145.566	29/11/19	n.a.	13,714	3 anni

(2) Altri Dirigenti che, al momento dell'attribuzione e insieme all'Amministratore Delegato, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società o sono stati primi riporti gerarchici dell'Amministratore Delegato.

84573/896

Allegato

Elenco grafici e tabelle

ELENCO GRAFICI

ELENCO TABELLE

ELENCO TABELLE CONSOB

F.to MARCEGAGLIA EMMA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

ALLEGATO " 6 "
ROGITO 23955

84573/897

Eni

Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari

2019*

Approvata dal Consiglio di Amministrazione del 27 febbraio 2020

(*) La Relazione è pubblicata nel sito internet della Società all'indirizzo www.eni.com nella sezione "Governance".

84573 1898

Indice

84573/899

84573/900

La mission di Eni
Siamo un'impresa dell'energia. Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti. Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze. Sulla pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità. Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire. Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo

Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2019

La presente Relazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA il 27 febbraio 2020, intende fornire un quadro generale e completo sul sistema di governo societario adottato da Eni SpA (di seguito anche "Eni" o la "Società").

Adempiendo agli obblighi normativi[1] e regolamentari in materia, in linea con gli orientamenti e le raccomandazioni di Borsa Italiana SpA ("Borsa Italiana"), la Relazione riporta le informazioni sugli assetti proprietari e sull'adesione di Eni al Codice di Autodisciplina delle società quotate[2], nell'edizione da ultimo aggiornata a luglio 2018 ("Codice di Autodisciplina"), motivando le scelte effettuate nell'applicazione dei principi di autodisciplina, nonché le pratiche di governo societario effettivamente applicate.

Il Codice di Autodisciplina è accessibile al pubblico sul sito internet del Comitato per la Corporate Governance[3] e nella sezione "Governance" del sito internet di Eni (www.eni.com) con evidenza delle soluzioni di governance adottate dalla Società.

Inoltre, nella Relazione sulla gestione, parte della Relazione Finanziaria Annuale di Eni relativa all'esercizio 2019[4], è presente il capitolo "Governance", in cui il sistema di governo societario di Eni è descritto nell'ottica integrata della creazione di valore sostenibile, in termini di supporto al business.

Infine, per maggiori approfondimenti sul tema dei compensi, si rinvia alla Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti[5], pubblicata contestualmente alla presente Relazione.

Le informazioni contenute nella presente Relazione sono riferite all'esercizio 2019 e, in relazione a specifici temi, aggiornate alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che l'ha approvata.

La presente Relazione, che è pubblicata nella sezione "Governance" del sito internet della Società www.eni.com, si compone di tre sezioni: la prima descrive il profilo, la struttura e i valori di Eni; la seconda si concentra sulle informazioni relative agli assetti proprietari; la terza analizza e fornisce le informazioni sul governo societario, in particolare sull'attuazione delle previsioni del Codice di Autodisciplina, sulle principali caratteristiche del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi, anche in relazione al processo di informativa finanziaria, e, più in generale, le principali pratiche di governance applicate.

(1) Art. 123-bis del decreto legislativo n. 58/1998 ("Testo Unico della Finanza").
(2) Il Codice è frutto del lavoro del Comitato per la Corporate Governance promosso da Abi, Ania, Assonime, Assogestioni, Borsa Italiana, Confindustria. Maggiori informazioni sulle edizioni del Codice e sulla composizione del Comitato sono disponibili sul sito internet di Borsa Italiana.
(3) Alla pagina http://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/codice.htm
(4) Pubblicata sul sito internet della Società www.eni.com, sezione Documentazione.
(5) Si tratta della Relazione prevista dall'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza, pubblicata sul sito internet di Eni con le modalità di cui all'art. 84-quater della Delibera Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni ("Regolamento Emittenti Consob").