

85268/501

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
<b>2020</b>			
Valore iniziale	889	4.759	5.648
Incrementi		808	808
Decrementi	(866)	(3)	(869)
Differenze di cambio da conversione	(40)	(269)	(309)
Altre variazioni	866	(1.126)	(260)
Valore finale	849	4.169	5.018
<b>2019</b>			
Prima applicazione IFRS 16	665	4.991	5.656
Riclassifiche	132	36	168
Riclassifica 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 finale	889	4.759	5.648

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.652 milioni (€1.976 milioni al 31 dicembre 2019) alla quota delle passività di competenza di 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 €869 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €329 milioni.

La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €3.447 milioni e in euro per €1.411 milioni.

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remesurement delle passività per beni in leasing	12	6
Acquisti, prestazioni e costi diversi	12	6
- leasing di breve durata	67	115
- leasing di modico valore	37	39
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	7	16
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(2)
Ammortamenti e svalutazioni	109	108
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	928	999
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	96	(210)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	47	41
Proventi (oneri) finanziari	879	830
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(347)	(378)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	7	17
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	24	(6)
	(316)	(367)

## 13 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
<b>2020</b>						
Valore iniziale netto	1.031	195	568	1.794	1.265	3.059
Investimenti	18	23	196	237		237
Ammortamenti	(53)	(92)	(130)	(275)		(275)
Svalutazioni	(23)		(7)	(30)	(24)	(54)
Riprese di valore			24	24		24
Radiazioni	(19)	(5)		(24)		(24)
Variazione dell'area di consolidamento			7	7	70	77
Differenze di cambio da conversione	(66)		(3)	(69)	(14)	(83)
Altre variazioni		41	(66)	(25)		(25)
Valore finale netto	888	162	589	1.639	1.297	2.936
Valore finale lordo	1.613	1.623	4.399	7.635		
Fondo ammortamento e svalutazione	725	1.461	3.810	5.996		
<b>2019</b>						
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		

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 in Angola, Albania, Emirati Arabi Uniti, Egitto, Oman e l'estensione di un permesso in Gabon.

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

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Diritti esplorativi proved	225	291
Diritti esplorativi unproved	653	709
Altri diritti esplorativi	10	31
	888	1.031

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 acquisi-

zione di clientela della linea business Eni gas e luce di €262 milioni (€226 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €88 milioni (€102 milioni al 31 dicembre 2019) ed includono diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria per €25 milioni (€30 milioni al 31

85133/503

dicembre 2019); (iii) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto per €78 milioni (stesso valore al 31 dicembre 2019).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2019:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP
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'impegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	17 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.457 milioni. Il goodwill per set-

tore di attività e linea di business si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Eni gas e luce	1.046	981
Exploration & Production	146	190
Refining & Marketing	93	93
Corporate e Altre attività	11	
Renewables	1	1
	1.297	1.285

La svalutazione del goodwill è riferita ad una business combination del settore Exploration & Production.

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita per €66 milioni all'acquisizione del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili. Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attri-

buito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

Relativamente alla linea di business Eni gas e luce che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Mercato Italia	904	839
Mercato Europeo	142	142
	1.046	981

Il goodwill attribuito alla CGU Mercato Italia riguarda il buyout 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, ultima in ordine temporale l'acquisizione del 70% del gruppo Evolvere attiva nella generazione distribuita da fonti rinnovabili in coerenza con la strategia di espansione nel settore retail attraverso la diversificazione del mix prodotti a beneficio dell'offerta green. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

La recuperabilità del valore di libro della CGU Mercato Italia compreso l'ammontare del goodwill allocato, è stata verificata mediante confronto con il valore d'uso stimato sulla base dei flussi di cassa del piano quadriennale approvato dal management e di un valore terminale calcolato con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC post-tax dell'attività retail rettificato per il rischio Paese Italia, pari al 4,3%. Non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di €2.856 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 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 Italia conferma i valori di libro della CGU del mercato Francia e del mercato Grecia, compreso il goodwill ad essi allocato, al WACC post-tax rettificato per il rischio Paese del 4,6% per la Francia e del 4,8% per la Grecia.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

#### 14 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING

Il management ha adottato rispetto al passato un approccio ancora più conservativo nell'elaborare la view dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi alla luce dei rischi e delle incertezze sui trend fondamentali. Con le ricadute a lungo termine della pandemia ancora in fase di valutazione, la direzione vede la prospettiva di un impatto duraturo sull'economia globale e il rischio di un periodo sostenuto di domanda petrolifera più debole rispetto ai trend pre-COVID-19, perché a differenza di altre recessioni, quella causata dalla pandemia ha coinvolto contemporaneamente tutti i settori ciclici dell'economia e il terziario con conseguenti estreme fluttuazioni dell'attività economica.

Il management di Eni ha valutato la possibilità che la pandemia possa comportare un'accelerazione della transizione verso un'economia e un sistema energetico a ridotte emissioni di carbonio, poiché le misure fiscali adottate dai governi puntano a ricostruire le economie su basi più sostenibili.

Sulla base di queste considerazioni, il management ha rivisto in riduzione lo scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse di Eni. Il nuovo scenario adottato da Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 \$/barile in termini reali 2023, rispetto all'assunzione di 70 \$/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 50 e 55 \$/barile. Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,5 \$/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 \$/mmBTU. Il management ha anche rivisto al ribasso le proprie aspettative sui futuri margini di raffinazione, considerando il crollo del consumo di carburanti dovuto alla pandemia.

I tassi di attualizzazione dei flussi di cassa futuri associa-

ti all'uso degli asset sono stati stimati sulla base del costo medio ponderato del capitale di Eni, rettificato per scontare i rischi specifici del contesto operativo dei Paesi di attività del Gruppo (WACC adjusted). Il WACC 2020 di Eni pari al 6,7% diminuisce rispetto al 2019 (7,4%) principalmente per la flessione degli yield delle attività risk-free di Paesi benchmark, che sono andati in territorio negativo. Tale trend è stato attenuato dal maggior peso attribuito alla volatilità di breve termine del titolo Eni (beta determinato da fonti indipendenti) che sconta rispetto al pregresso una maggior rischiosità percepita del settore Oil & Gas a causa dei climate-related risks e delle debolezze strutturali dell'industry, amplificate dalla crisi pandemica.

I flussi di cassa degli asset sono stati stimati sulla base dei piani industriali approvati e della vita utile residua delle riserve o degli impianti industriali come descritto nella Nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi - Impairment delle attività non finanziarie.

In considerazione della presenza generalizzata di impairment indicator in tutti i settori di business Eni compresa l'evidenza che al 31 dicembre 2020 la capitalizzazione di borsa di Eni era inferiore al valore di libro dei net asset consolidati e delle politiche aziendali di regolare verifica della recuperabilità dei carrying amounts, è stato eseguito il test di impairment del 100% delle Cash Generating Unit.

Nel settore Exploration & Production sono state rilevate svalutazioni nette di asset in produzione o in sviluppo per €1.888 milioni dovute principalmente alla revisione di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi e alla riduzione degli investimenti per lo sviluppo delle riserve, nonché a revisioni a ribasso delle riserve. Gli importi più significativi hanno riguardato proprietà in Italia (€566 milioni), Algeria (€409 milioni), Congo (€306 milioni), Stati Uniti (€232 milioni) e Turkmenistan (€202 milioni). Il WACC post-tax utilizzati sono compresi da un minimo di circa il 6% per Italia/Usa a un range 7-8% per gli altri paesi, che si rideterminano in un range 6-14% pre-tax.

Nella linea di business Refining & Marketing sono state rilevate svalutazioni nette su impianti di raffinazione per €1.225 milioni principalmente relative alla raffineria di Sannazzaro, i cui driver sono i deboli fondamentali dell'industria europea a causa della crisi dei consumi di carburanti per effetto della pandemia, sovraccapacità, pressione competitiva da parte dei produttori asiatici e medio-orientali dotati di scala e strutture di costo più efficienti, nonché a causa delle dislocazioni di mercato che hanno ridotto l'offerta di greggi medio/pesanti penalizzando la redditività dei cicli di conversione. Il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,3%.

Inoltre, è stata valutata la recuperabilità dei valori di carico delle attività Oil & Gas tenuto anche conto della spesa prevista per la partecipazione a progetti di conservazione forestale, una delle linee d'azione della strategia di decarbonizzazione Eni che prevede la partecipazione onerosa a iniziative

85200/505

245

di conservazione e di ripopolamento delle foreste primarie e secondarie con l'ottenimento 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, 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 4,6%.

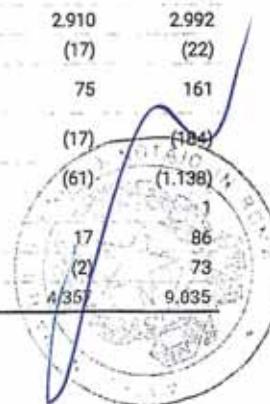
La ragionevolezza dell'esito dell'impairment test effettuato da Eni sulle proprie attività Oil & Gas è stata valutata sulla base di uno "stress test" utilizzando lo scenario di decarbonizzazione sviluppato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia nel suo Scenario di Sviluppo Sostenibile nel World Energy Outlo-

ok 2020, che disegna un quadro e una serie di azioni coerenti con l'obiettivo dell'Accordo di Parigi sul clima della COP21 del 2015. Lo scenario IEA SDS è un insieme consolidato di assunzioni e previsioni operative disponibili sul mercato relative alla decarbonizzazione dell'economia mondiale. I VIU delle riserve di Eni sono stati rideterminati con le proiezioni stimate da IEA dei prezzi degli idrocarburi e del costo di acquisto dei certificati emissivi delle economie "advanced" pari a \$140 nel 2040 in moneta 2019 per tonnellata. Le assunzioni di prezzo degli idrocarburi della IEA sono sostanzialmente in linea con quelle adottate da Eni, mentre il costo della CO<sub>2</sub> è significativamente più elevato. Tale stress test indica una perdita di value-in-use del settore Exploration & Production pari all'11% del caso base, assumendo l'indeducibilità fiscale o la non recuperabilità ai fini del cost oil dell'onere per la CO<sub>2</sub> (-5% in caso contrario). Tuttavia, tali stress test non rappresentano la migliore stima da parte della direzione di eventuali perdite di valore che potrebbero essere rilevate in quanto non incorporano le variazioni conseguenziali che il management potrebbe attuare quali modifiche dei piani industriali, riduzione dei costi, rimodulazione dello sviluppo, revisione delle riserve e dei volumi produttivi.

## 15 PARTECIPAZIONI

### PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	2020				2019			
	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	86	4.592	4.357	9.035	95	5.497	1.452	7.044
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)					22			22
Valore iniziale rieposto	86	4.592	4.357	9.035	95	5.519	1.452	7.066
Acquisizioni e sottoscrizioni	2	75	198	275	6	76	2.910	2.992
Cessioni e rimborsi		(3)	(1)	(4)	(5)		(17)	(22)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	3	21	14	38	6	80	75	161
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(2)	(1.399)	(332)	(1.733)	(10)	(157)	(17)	(184)
Decremento per dividendi	(5)	(296)	(13)	(314)	(4)	(1.073)	(61)	(1.138)
Variazione dell'area di consolidamento	3	30	1	34	1			1
Differenze di cambio da conversione	(4)	(254)	(345)	(603)	2	67	17	86
Altre variazioni	(3)	66	(42)	21	(5)	80	(2)	73
Valore finale	80	2.832	3.837	6.749	86	4.592	4.357	9.035



Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €89 milioni l'acquisizione della quota del 49% di Novis Renewables Holdings Llc, del 50% di Novis Renewables Llc e dei successivi aumenti di capitale di entrambe le società nell'ambito della partnership con Falck Renewables per lo sviluppo congiunto di progetti di energia rinnovabile negli Stati Uniti; (ii) per €72 milioni l'acquisizione della quota del 40% di Finproject SpA attiva nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri, meno esperte alla volatilità dello scenario; (iii) per €38 milioni l'aumento di capitale della Lotte Versalis Elastomers Co Ltd impegnata nella produzione di elastomeri in Corea del Sud. Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto sono riferite a: (i) Vår Energi AS per €918 milioni dovute alla rilevazione di svalutazioni delle CGU della partecipata in relazione alla revisione dello scenario prezzi di lungo termine degli idrocarburi e alla modifica dei profili produttivi; (ii) Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) per €275

milioni dovute alla debolezza dello scenario di raffinazione e alla rilevazione di una significativa perdita da valutazione scorte; (iii) Saipem SpA per €354 milioni dovute alla debolezza dello scenario e della domanda di petrolio e gas e dei relativi servizi che ha comportato la rilevazione di svalutazioni in particolare nella CGU del Drilling Offshore.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto ha comportato l'iscrizione di una perdita di €46 milioni per la Cardón IV SA (Eni 50%) che opera il giacimento a gas Perla in Venezuela 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 €274 milioni alla Vår Energi AS.

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

(€ milioni)	31.12.2020		31.12.2019	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
<b>Imprese controllate:</b>				
- Eni BTC Ltd	24	100,00	30	100,00
- Altre	56		56	
	80		86	
<b>Imprese in joint venture:</b>				
- Vår Energi AS	1.144	69,85	2.518	69,60
- Saipem SpA	908	31,08	1.250	30,99
- Unión Fenosa Gas SA	242	50,00	326	50,00
- Cardón IV SA	199	50,00	148	50,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	140	49,00	139	49,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	51	50,00	74	50,00
- PetroJunín SA	50	40,00	53	40,00
- Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	32	70,00		
- AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	17	33,33	35	33,33
- Altre	49		49	
	2.832		4.592	
<b>Imprese collegate:</b>				
- Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	2.335	20,00	2.829	20,00
- Angola LNG Ltd	1.039	13,60	1.159	13,60
- Coral FLNG SA	138	25,00	102	25,00
- Finproject SpA	73	40,00		
- Novis Renewables Holdings Llc	65	49,00		
- United Gas Derivatives Co	58	33,33	69	33,33
- Novamont SpA			71	25,00
- Altre	129		127	
	3.637		4.357	
	6.749		9.035	

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 patri-

monio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €44 milioni; la differenza è riferita a Finproject SpA e riflette le prospettive reddituali delle iniziative valutate all'atto dell'acquisizione.

85296/507

Al 31 dicembre 2020 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA, unica società partecipata da Eni quotata in borsa, sono i seguenti:

	Saipem SpA
Numero di azioni	308.767.968
% di partecipazione	31,08
Prezzo delle azioni (€)	2,205
Valore di mercato (€ milioni)	681
Valore di libro (€ milioni)	908

Al 31 dicembre 2020 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem per la quota Eni è inferiore del 25% rispetto al valore di libro della partecipazione. In considerazione della volatilità del titolo e dei significativi tagli di spesa implementati dalle oil companies nel breve-medio termine in risposta alla crisi del prezzo degli idrocarburi, il management ha eseguito la verifica

di recuperabilità del valore dell'investimento sulla base di un modello interno di stima del value-in-use della partecipazione che ha confermato il valore d'iscrizione.

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

## ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2020	2019
Valore iniziale	929	919
Acquisizioni e sottoscrizioni	8	11
Valutazione al fair value con effetto a OCI	24	(3)
Cessioni e rimborsi	(12)	(12)
Differenze di cambio da conversione	(61)	15
Altre variazioni	69	(1)
Valore finale	957	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 principalmente, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro, i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profitabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del co-

sto 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 2020 include la Nigeria LNG Ltd per €579 milioni (€657 milioni al 31 dicembre 2019), la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €115 milioni (€146 milioni al 31 dicembre 2019) e la Novamont SpA per €77 milioni.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2020 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020" che costituisce parte integrante delle presenti note.

## 16 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	31.12.2020		31.12.2019	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	29	953	60	1.119
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	22	37	—	—
	51	953	97	1.119
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	203	—	287	—
	254	953	384	1.119
		55	—	55
Titoli strumentali all'attività operativa	254	1.008	384	1.174



OK

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

(€ milioni)	2020	2019
Valore iniziale	379	430
Accantonamenti	7	11
Utilizzi	(7)	(88)
Differenze di cambio da conversione	(26)	7
Altre variazioni	(1)	19
Valore finale	352	379

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€883 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 finanziarie. 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 €383 milioni (€563 milioni al 31 dicembre 2019).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €771 milioni (€1.018 milioni al 31 dicembre 2019).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €953 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,5% e 1,4% (-0,3% e 2,0% al 31 dicembre 2019). La recuperabilità del credito finanziario verso la joint venture Cardón IV SA, oltre che sulla base del modello di expected loss è valutato sulla base della recuperabilità dell'investimento fatto dalla JV per lo sviluppo del giacimento Perla, corrispondente

al valore attuale dei flussi di cassa futuri associati alla vendita delle riserve di gas che scontano l'apprezzamento del rischio controparte sotto forma di dilazione dei tempi di incasso dei fatturati futuri.

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 €178 milioni e €1.024 milioni.

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

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) 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
<b>Stati Sovrani</b>							
<b>Tasso fisso</b>							
Italia	24	24	25	da 0,35 a 4,75	dal 2021 al 2030	Baa3	BBB
Altri*	17	17	17	da 0,05 a 0,20	dal 2021 al 2025	da Aa3 a Baa1	da AA a A
<b>Tasso variabile</b>							
Italia	11	11	11		dal 2022 al 2025	Baa3	BBB
Altri	3	3	3		2022	Baa3	BBB
<b>Totale Stati Sovrani</b>	<b>55</b>	<b>55</b>	<b>56</b>				

(\* ) 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.

85292/509

## 17 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Debiti commerciali	8.679	10.480
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	417	401
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.393	2.276
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.120	1.236
Debiti verso altri	1.327	1.152
	12.936	15.545

Il decremento dei debiti commerciali di €1.801 milioni è dovuto principalmente alla riduzione dei prezzi degli idrocarburi.

I debiti verso altri comprendono: (i) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €376 milioni (€148 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) debiti verso il personale per €255 milioni (€215 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €92 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €5.384 milioni e €6.243 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

(€ milioni)	31.12.2020				31.12.2019			
	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	337	759	3.193	4.209	187	504	2.341	3.032
Obbligazioni ordinarie		1.140	18.280	19.420		2.642	16.137	18.779
Obbligazioni convertibili			396	396			393	393
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.233			2.233	1.778			1.778
Altri finanziatori	312	10	26	348	487	10	39	536
	2.682	1.909	21.895	26.686	2.452	3.156	18.910	24.518

Le passività finanziarie aumentano di €2.168 milioni per effetto del saldo netto delle nuove accensioni per €3.115 milioni e, in diminuzione, delle differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €876 milioni.

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

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mante-

nimento 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 2020 e al 31 dicembre 2019 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.051 milioni e a €1.243 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €16.356 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.064 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	Disaglio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)						
						da	a					
<b>Società emittente</b>												
<i>Euro Medium Term Notes</i>												
Eni SpA	1.200	16	1.216	EUR	2025	3,750						
Eni SpA	1.000	28	1.028	EUR	2029	3,625						
Eni SpA	1.000	12	1.012	EUR	2023	3,250						
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR	2031	2,000						
Eni SpA	1.000	9	1.009	EUR	2026	1,500						
Eni SpA	1.000	2	1.002	EUR	2030	0,625						
Eni SpA	1.000		1.000	EUR	2026	1,250						
Eni SpA	900	(2)	898	EUR	2024	0,625						
Eni SpA	800	2	802	EUR	2021	2,625						
Eni SpA	800	1	801	EUR	2028	1,625						
Eni SpA	750	10	760	EUR	2024	1,750						
Eni SpA	750	6	756	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	1.427	(3)	1.424	USD	2026	2027	variabile					
Eni Finance International SA	795	6	801	EUR	2025	2043	1,275					
Eni Finance International SA	111	5	116	GBP	2021		4,750					
Eni Finance International SA	24		24	YEN	2021		1,955					
	16.257	99	16.356									
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>												
Eni SpA	815	5	820	USD	2023		4,000					
Eni SpA	815	3	818	USD	2028		4,750					
Eni SpA	815	(1)	814	USD	2029		4,250					
Eni SpA	285	1	286	USD	2040		5,700					
Eni USA Inc	326		326	USD	2027		7,300					
	3.056	0	3.064									
	19.313	107	19.420									

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.644 milioni. Nel corso del 2020 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €3.514 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Disaglio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)	
						da	a
Eni SpA	400	(4)	396	EUR	2022	0,000	

85266/54

251

Il prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non dilutivo 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 dilutivo 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'e-

missione. 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 2020 il programma risulta utilizzato per €16,3 miliardi.

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2020			31.12.2019		
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	1.004		19.142	1,7	464	0,2
Dollaro USA	1.870	1,1	4.522	4,6	1.981	2,3
Altre valute	8	(0,5)	140	4,3	7	(0,7)
<b>Totale</b>	<b>2.882</b>		<b>23.804</b>		<b>2.452</b>	

Al 31 dicembre 2020 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine per €7.183 milioni (€13.299 milioni al 31 dicembre 2019) e di linee di credito committed non utilizzate per €5.295 milioni, di cui 4.750 milioni scadenti oltre 12 mesi (€4.667 milioni al 31 dicembre 2019, di cui 4.217 milioni scadenti oltre 12 mesi). Questi contratti prevedono inte-

ressi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2020 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)	31.12.2020	31.12.2019
Obbligazioni ordinarie	22.429	19.173
Obbligazioni convertibili	497	402
Banche	4.008	2.904
Altri finanziatori	36	49
<b>Totale</b>	<b>26.970</b>	<b>22.528</b>

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,5% e 1,4% (-0,3% e 2,0% al 31 dicembre 2019).

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.



## 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 31.12.2019	22.066	2.452	5.648	30.166
Variazioni monetarie	2.178	937	(869)	2.246
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(348)	(528)	(333)	(1.209)
Altre variazioni non monetarie	(92)	21	572	501
Valore al 31.12.2020	23.804	2.882	5.010	31.704

Le altre variazioni non monetarie comprendono €808 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.

## 19 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:

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	9.413		9.413	5.994		5.994
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.502		5.502	6.760		6.760
C. Liquidità (A+B)	14.915		14.915	12.754		12.754
D. Crediti finanziari	203		203	287		287
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	337		337	187		187
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	759	3.193	3.952	504	2.341	2.845
G. Prestiti obbligazionari	1.140	18.676	19.816	2.642	16.530	19.172
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	52		52	46		46
I. Altre passività finanziarie a breve termine	2.493		2.493	2.219		2.219
J. Altre passività finanziarie a lungo termine	10	26	36	10	39	49
K. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+I+J)	4.791	21.895	26.686	5.608	18.910	24.518
L. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (K-C-D)	(10.327)	21.895	11.568	(7.433)	10.910	11.477
M. Passività per beni in leasing	795	4.057	4.852	884	4.751	5.635
N. Passività per beni in leasing verso entità correlate	54	112	166	5	8	13
O. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (K+M+N)	5.640	26.064	31.704	6.497	23.669	30.166
P. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (O-C-D)	(9.478)	26.064	16.506	(6.544)	23.669	17.125

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 €1.652 milioni (€1.976 milioni al 31 dicembre 2019) 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.

85266 | 513

## 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 dissmissioni e ristrutturazioni	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2019	8.935	2.602	850	199	333	186	113	70	46	769	14.106
Accantonamenti		168	172	61	160	44		1	2	193	801
Rilevazione iniziale e variazione stima	955										955
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	190	(2)	1							1	190
Utilizzi a fronte oneri	(252)	(296)	(526)	(30)	(237)			(7)	(14)	(266)	(1.628)
Utilizzi per esuberanza	(3)	(183)	(96)	(53)		(6)	(9)	(11)	(4)	(38)	(403)
Differenze cambio da conversione	(469)		(31)	(8)		(4)	(1)			(9)	(522)
Altre variazioni	5	(26)	15	1	2	(24)	(8)		(1)	(25)	(61)
Valore al 31.12.2020	9.362	2.263	385	170	258	198	95	53	29	625	13.438

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 (€8.454 milioni). La rilevazione iniziale e variazione stima positiva per €955 milioni comprende gli effetti del decremento della curva dei tassi di attualizzazione e la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni Eni nei confronti della regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€439 milioni). Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €190 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,2% e 3,7% (-0,1% e 6,1% al 31 dicembre 2019). Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 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 subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €1.647 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €359 milioni.

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 €250 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri sono relativi per €515 milioni alla risoluzione di dispute contrattuali del settore Exploration & Production.

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 ed è riferito al settore Exploration & Production per €139 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 €116 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 €146 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.

## 21 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Piani a benefici definiti:		
- TFR	258	269
- Piani esteri a benefici definiti	493	412
- Fisde, altri piani medici esteri e altri	182	177
	933	858
Altri fondi per benefici ai dipendenti	268	278
	1.201	1.136

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 €128 milioni, i piani isopensione di Eni gas

e luce SpA per €97 milioni, i premi di anzianità per €28 milioni e gli altri piani a lungo termine per €15 milioni.

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

(€ milioni)	2020						2019					
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totali	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totali	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totali	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totali
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	269	1.044	177	1.490	278	1.768	275	925	148	1.348	309	1.657
Costo corrente		23	3	26	50	76		19	2	21	55	76
Interessi passivi	2	27	2	31	1	32	4	37	3	44	1	45
Rivalutazioni:	5	48	13	66	4	70	5	41	24	70	1	71
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(3)	(10)	2	(11)	2	(9)						
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	9	71	13	93	5	98	7	50	3	60	1	61
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	(13)	(2)	(16)	(3)	(19)	(2)	(9)	21	10		10
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(2)		(2)	20	18		1	8	9	(2)	7
Contributi al piano:		1		1		1		1	1	1		1
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1	1	1		1
Benefici pagati	(20)	(33)	(9)	(62)	(63)	(125)	(15)	(28)	(9)	(52)	(88)	(140)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	2	32	(4)	30	(22)	8		48	1	49	2	51
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	258	1.140	182	1.500	268	1.848	269	1.044	177	1.490	278	1.768
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		632		632		632		545		545		545
Interessi attivi	15		15		15			20		20		20
Rendimento delle attività a servizio del piano	51		51		51			23		23		23
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione	(3)		(3)		(3)							
Contributi al piano:	15		15		15			14		14		14
- Contributi dei dipendenti	1		1		1			1		1		1
- Contributi del datore di lavoro	14		14		14			13		13		13
Benefici pagati	(21)		(21)		(21)			(19)		(19)		(19)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(41)		(41)		(41)			49		49		49
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)	648		648		648			632		632		632
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio								5		5		5
Modifiche nel massimale di attività	1		1		1			(5)		(5)		(5)
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)	1		1		1							
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	258	493	182	933	268	1.201	269	412	177	858	278	1.136

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €268 milioni e di €175 milioni

rispettivamente al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

85265/515

255

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	Totali piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totali
<b>2020</b>						
Costo corrente		23	3	26	50	76
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1		1	20	21
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	2	27	2	31	1	32
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(15)		(15)		(15)
Totale interessi passivi (attivi) netti	2	12	2	16	1	17
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	12	2	16		16
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					4	4
Totale	2	36	5	43	75	118
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		24	3	27	75	102
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	12	2	16		16
<b>2019</b>						
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

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

(€ milioni)	2020				2019			
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totali piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totali piani a benefici definiti
<b>Rivalutazioni:</b>								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(3)	(10)	2	(11)				
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	9	71	13	93	7	50	3	60
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	(13)	(2)	(16)	(2)	(9)	21	10
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(51)		(51)		(23)		(23)
- Modifiche nel massimale di attività		1		1		(5)		(5)
	5	(2)	13	16	5	13	24	42

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
<b>31.12.2020</b>									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	117	38	297	8	2	76	20	87	645
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3	3	3
	117	38	297	8	2	76	23	87	648
<b>31.12.2019</b>									
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	3
	32	39	388	7	2	79	20	65	632

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	Fisse, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
<b>2020</b>					
Tasso di sconto	(%)	0,3	0,1-14,7	0,3	0,0-0,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,8	1,3-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	0,8	0,8-12,2	0,8	0,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-26	24	
<b>2019</b>					
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	

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
<b>2020</b>						
Tasso di sconto	(%)	0,4-0,8	0,1-1,4	2,6-14,7	6,4-9,8	0,1-14,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,3-3,0	2,5-3,6	2,0-12,5	5,0-9,8	1,3-12,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,3-1,9	0,8-3,1	2,6-12,2	3,0-5,0	0,8-12,2
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	23-26	13-17		13-26
<b>2019</b>						
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

85266 | 517

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%
<b>31.12.2020</b>					
Effetto sull'obbligazione (DBO)					
TFR	(10)	6	7		
Piani esteri a benefici definiti	(84)	92	47	25	67
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(10)	7			11
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1		
<b>31.12.2019</b>					
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		

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 €132 milioni, di cui €61 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	Fidei altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2020				
2021	12	44	8	71
2022	13	42	7	66
2023	17	50	7	63
2024	20	63	7	16
2025	21	67	7	12
Oltre	175	227	146	40
Durata media ponderata	(anni)	8,2	19,1	13,7
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

## 22 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE E ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Passività per imposte differite lorde	8.581	9.583
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.057)	(4.663)
Passività per imposte differite	5.524	4.920
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	7.166	9.023
Passività per imposte differite compensabili	(3.057)	(4.663)
Attività per imposte anticipate	4.109	4.360

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

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	6.171	6.796
- contratti di leasing IFRS 16	1.089	1.375
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	415	617
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	199	126
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	56	97
- altre	651	572
	8.581	9.583
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(6.983)	(6.065)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.211)	(2.242)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(2.206)	(2.022)
- accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili	(1.371)	(1.513)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.213)	(946)
- contratti di leasing IFRS 16	(1.113)	(1.385)
- benefici ai dipendenti	(213)	(209)
- over/under lifting	(211)	(525)
- utili infragruppo	(117)	(120)
- altre	(593)	(740)
	(16.231)	(15.767)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	9.065	6.744
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	(7.166)	(9.023)

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 31.12.2019	9.583	(15.767)	6.744	(9.023)
Incrementi	960	(2.649)	2.638	(11)
Decrementi	(1.326)	1.357	(130)	1.227
Differenze di cambio da conversione	(725)	742	(192)	550
Altre variazioni	89	86	5	91
Valore al 31.12.2020	8.581	(16.231)	9.065	(7.166)
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	(9.005)
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)

Le perdite fiscali ammontano a €23.325 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €17.323 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €13.153 milioni e a società estere per €10.172 milioni; le relative attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente a €3.734 milioni e €3.249 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 me-

dianeamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali sono recuperabili con l'aliquota del 24% per le imprese italiane e con un'aliquota media del 31,9% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €7.090 milioni e a società estere per €1.975 milioni.

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

## 23 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
<b>Contratti derivati non di copertura</b>						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	125	127	2	97	43	2
- Interest currency swap	128	2	2	26	2	
- Outright	4	7	2	8	5	2
	<b>257</b>	<b>136</b>		<b>131</b>	<b>48</b>	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	23	74	2	13	34	2
	<b>23</b>	<b>74</b>		<b>13</b>	<b>34</b>	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	418	447	1	192	181	1
- Over the counter	89	77	2	89	58	2
- Altro	5		2	12		2
	<b>512</b>	<b>524</b>		<b>293</b>	<b>239</b>	
	<b>792</b>	<b>734</b>		<b>437</b>	<b>321</b>	
<b>Contratti derivati di negoziazione</b>						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	1.167	1.451	2	2.387	1.953	2
- Future	440	525	1	348	313	1
- Opzioni	4	3	2	21	22	2
	<b>1.611</b>	<b>1.979</b>		<b>2.756</b>	<b>2.288</b>	
<b>Contratti derivati cash flow hedge</b>						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	209	30	2	1	596	2
- Future	119	8	1	34	148	1
- Opzioni		51	2		2	2
	<b>328</b>	<b>89</b>		<b>35</b>	<b>746</b>	
<i>Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili</i>	2	2	2	11	11	2
<b>Totale contratti derivati lordi</b>	<b>2.733</b>	<b>2.804</b>		<b>3.239</b>	<b>3.366</b>	
<b>Compensazione</b>	<b>(1.033)</b>	<b>(1.033)</b>		<b>(612)</b>	<b>(612)</b>	
<b>Totale contratti derivati netti</b>	<b>1.700</b>	<b>1.771</b>		<b>2.627</b>	<b>2.754</b>	
<i>Di cui:</i>						
- correnti	1.548	1.609		2.573	2.704	
- non correnti	152	162		54	50	

Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair

value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts

for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.

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 privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda vendite a futuri di gas naturale per le quali è prevista la consegna fisica, non oggetto di applicazione della own use exemption, nonché operazioni 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 Global Gas & LNG Portfolio con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a operazioni commerciali con elevata probabilità o a operazioni commerciali 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. Ai fini della qualificazione di tali strumenti come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica con l'oggetto coperto in modo da compensare le 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 discontinue in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.

Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 25 - Patrimonio netto. 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.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€1.335 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 €120 milioni nel 2020) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€1.546 milioni).

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 alla Eni Trading & Shipping.

Nel corso dell'esercizio 2020 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	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
<b>Contratti derivati cash flow hedge</b>						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	821	(438)		2.179	(1.357)	(2)
- Future	541	158	(1)	1.245	(61)	
	1.362	(280)	(1)	3.424	(1.418)	(2)

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

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficienza delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficienza delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
<b>Cash flow hedge</b>						
<i>Rischio prezzo commodity</i>						
- Vendite programmate	284	(7)	(941)	1.444	(656)	(739)
	284	(7)	(941)	1.444	(656)	(739)

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

85266 | 521

Riccardo Scattolon

**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)	2020	2019	2018
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(1)	(2)	
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(765)	289	129
	(766)	287	129

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.

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)	2020	2019	2018
- Strumenti finanziari derivati su valute	391	9	(329)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(40)	(23)	22
	351	(14)	(307)

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.

I rapporti 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 €44 milioni (€18 milioni al 31 dicembre 2019) sono riferite ad attività materiali.

**25 PATRIMONIO NETTO****PATRIMONIO NETTO DI ENI**

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	34.043	35.894
Riserva per differenze cambio da conversione	3.895	7.209
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	3.000	
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	581	981
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(5)	(465)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(165)	(173)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	92	60
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	36	12
- Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(581)	(981)
Utile (perdita) dell'esercizio	(8.635)	148
	37.415	47.839

N.C.

## CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2020, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) ed è rappresentato da n. 3.605.594.848 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.634.185.330 al 31 dicembre 2019).

Il 13 maggio 2020, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,43 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto

sul dividendo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 20 maggio 2020, con data di stacco il 18 maggio 2020 e "record date" il 19 maggio 2020. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2019 ammonta perciò a €0,86; (ii) l'annullamento di n. 28.590.482 azioni proprie senza valore nominale, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per l'importo di €399.999.994,58 che è pari al valore di carico delle azioni annullate.

## UTILI RELATIVI A ESERCIZI PRECEDENTI

Gli utili relativi a esercizi precedenti comprendono l'effetto della distribuzione dell'aconto sul dividendo 2020 di €429 milioni pari a €0,12 per azione che è stato deliberato il 15 settembre 2020

dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'Art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'aconto è stato messo in pagamento il 23 settembre 2020.

## 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.

## OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Eni ha emesso due obbligazioni perpetue subordinate ibride del valore nominale complessivo di €3 miliardi; i costi di emissione ammontano a €25 milioni.

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo.

Le caratteristiche principali delle due obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annuali pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un

ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annuali pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049.

## 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.

859 | 523

## RISERVE PER UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge			Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti <sup>(*)</sup>			Riserve OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
Riserva al 31.12.2019	(656)	191	(465)	(190)	17	(173)	60	12
Variazione dell'esercizio	(280)	81	(199)	(16)	25	9	32	24
Differenze cambio				(6)	5	(1)		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(12)	3	(9)					
Rigiro a conto economico	941	(273)	668					
Riserva al 31.12.2020	(7)	2	(5)	(212)	47	(165)	92	36
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)	191	(465)	(190)	17	(173)	60	12

(\*) La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al 31 dicembre 2020 comprende €7 milioni relativi alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (€7 milioni al 31 dicembre 2019).

## ALTRE RISERVE

Le altre riserve riguardano per €127 milioni la variazione delle riserve di Gruppo in contropartita alle interessenze di terzi a se-

guito dell'acquisto o cessione di quote di partecipazioni consolidate.

## AZIONI PROPRIE

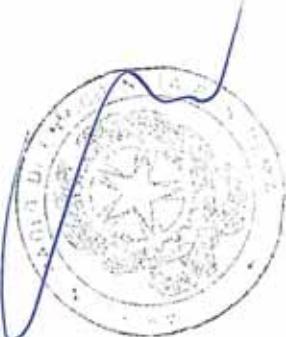
Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (€981 milioni al 31 dicembre 2019) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie Eni (61.635.679 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2019) possedute da Eni SpA.

L'Assemblea del 13 maggio 2020 ha approvato il Piano di

Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

## RISERVE DISTRIBUIBILI

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2020 comprende riserve distribuibili per circa €30 miliardi.



**PROSPETTO DI RACCORDO DEL RISULTATO DELL'ESERCIZIO E DEL PATRIMONIO NETTO DI ENI SPA CON QUELLI CONSOLIDATI**

(€ milioni)	<b>Risultato dell'esercizio</b>		<b>Patrimonio netto</b>	
	2020	2019	31.12.2020	31.12.2019
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	1.607	2.978	44.707	41.636
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(10.660)	(2.800)	(8.839)	5.211
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(6)	(6)	193	202
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	264	(348)	2.086	1.424
- eliminazione di utili infragruppo	88	(74)	(478)	(593)
- imposte sul reddito differite e anticipate	79	405	(176)	20
	(8.628)	155	37.493	47.900
Interessenze di terzi	(7)	(7)	(78)	(61)
Come da bilancio consolidato	(8.635)	148	37.415	47.839

## 26 ALTRE INFORMAZIONI

### INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2020	2019	2018
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	15	1	44
Attività non correnti	193	12	198
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(64)		11
Passività correnti e non correnti	(17)	(6)	(47)
Effetto netto degli investimenti	127	7	206
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo			(50)
Interessenze di terzi	(15)	(2)	
Provento da bargain purchase			(8)
Totale prezzo di acquisto	112	5	148
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3)		(29)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	109	5	119
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	77	328	
Attività non correnti	188	5.079	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	11	785	
Passività correnti e non correnti	(57)	(3.470)	
Effetto netto dei disinvestimenti	219	2.722	
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	
Totale prezzo di vendita	211	239	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(24)	(286)	
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	187	(47)	

8500 | 525

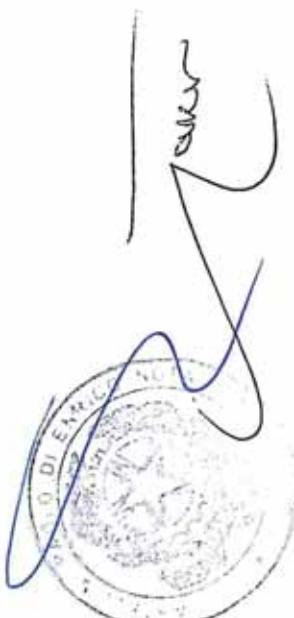
Gli investimenti del 2020 hanno riguardato l'acquisizione da parte di Eni gas e luce SpA del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili per €97 milioni al netto della cassa acquisita di €3 milioni e l'acquisizione da parte di Eni New Energy SpA del 100% di tre società che detengono i diritti autorizzativi per la realizzazione di tre progetti eolici in Puglia per €12 milioni. L'allocazione del prezzo di acquisto di entrambe le business combination è definitiva. 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 biocromici 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 Dso (100% Tigáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria al gruppo MET Holding AG per €145 milioni al netto della cassa ceduta di €13 milioni; (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.



## 27 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

### GARANZIE

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Imprese consolidate	4.758	4.323
Imprese controllate non consolidate	176	197
Imprese in joint venture e collegate	3.800	4.075
Altri	150	267
	8.884	8.862

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate di €4.758 milioni (€4.323 milioni al 31 dicembre 2019) riguardano principalmente contratti autonomi a altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €3.209 milioni (€2.886 milioni al 31 dicembre 2019). L'impegno effettivo ammonta a €4.520 milioni (€4.013 milioni al 31 dicembre 2019).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €3.800 milioni (€4.075 milioni al 31 dicembre 2019) riguardano principalmente: (i) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.533 milioni (€1.676 milioni al 31 dicembre 2019), di cui €1.304 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 Mozambico (€1.425 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.544 milioni (€1.661 milioni al 31 dicembre 2019), di cui €1.079 milioni a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della nave Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.168 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) la fidejussione di €499 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) 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 €165 milioni (€181 milioni al 31 dicembre 2019). L'impegno effettivo ammonta a €1.898 milioni (€2.109 milioni al 31 dicembre 2019).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di altri di €150 milioni (€267 milioni al 31 dicembre 2019) riguardano per €145 milioni (€158 milioni al 31 dicembre 2019) la quota di spettanza della società petrolifera di Stato del Mozambico ENH delle garanzie rilasciate a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral. L'impegno effettivo ammonta a €87 milioni (€80 milioni al 31 dicembre 2019).

In base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4 del Mozambico, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del piano di sviluppo delle riserve del permesso di esclusiva pertinenza dell'area, 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 SA. 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 €1.223 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 Mozambique Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione ai participating interest in Area 4.

### IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Impegni	69.998	74.338
Rischi	600	676
	70.598	75.014

85266/527

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 €64.294 milioni (€65.374 milioni al 31 dicembre 2019). Il decremento di €1.080 milioni è riferito essenzialmente a differenze di cambio da conversione; (ii) la parent company guarantees per un ammontare complessivo di €3.260 milioni (€6.527 milioni al 31 dicembre 2019) 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 diminuzione di €3.267 milioni è relativa all'estinzione della parent company guarantee rilasciata a garanzia degli obblighi previsti nello Share Purchase Agreement a seguito del pagamento della Deferred Consideration pari a €73 milioni. La parent company guarantee ancora in essere rimarrà 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 €1.672 milioni (€1.978 milioni al 31 dicembre 2019) 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 nel 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 riconoscendo alla controparte un compenso equitativo netto di €324 milioni. 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'escusione della parent company 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 fino all'originario termine del contratto (2031) 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) l'impegno di acquisto del 20% del progetto relativo al campo eolico Dogger Bank (A e B) nel Mare del Nord per €451 milioni; (v) l'impegno di acquisto del residuo 60% della società Finproject SpA, società impegnata nel settore del compounding per €150 milioni; (vi) 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 €108 milioni (€114 milioni al 31 dicembre 2019); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €230 milioni (€248 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €370 milioni (€428 milioni al 31 dicembre 2019).

## 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 minieraria. 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 €12 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 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

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento alle tematiche legate al rischio di credito i parametri adottati per la determinazione delle expected loss, ed in particolare le stime delle probability of default e delle loss given default, sono stati aggiornati per tener conto degli impatti del COVID-19 e dei relativi riflessi sul contesto economico di riferimento.

La crisi dei consumi energetici connessa alle misure di lockdown adottate dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia e il conseguente crollo dei prezzi



degli idrocarburi hanno determinato una rilevante contrazione dei flussi di cassa operativi di Eni. Il management ha adottato le necessarie contromisure per tutelare la liquidità e la solidità patrimoniale dell'Azienda riducendo i costi e gli investimenti, adeguando la politica di remunerazione degli azionisti, e ricorrendo al mercato dei capitali come descritto nella sezione della Relazione sulla Gestione relativa ai rischi COVID-19, alla quale si rinvia.

Al 31 dicembre 2020 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi. Non si registrano effetti significativi sulle operazioni di copertura connesse per effetto degli impatti del COVID-19 sul contesto economico di riferimento.

#### 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 concentrate 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 ottimizzzi 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 prudentiale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali.

In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

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

#### RISCHIO DI MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio 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, com-

pensando 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'accenramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

#### RISCHIO DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

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

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguitamento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza 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 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 ap-

provigionamento 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 connote 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 fatispecie 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 perseguitamento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto

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

#### RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si 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 2020, 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 2019.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2020 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2019) 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.

85265/531

Riserva

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

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse <sup>(a)</sup>	7,39	1,16	2,93	1,34	5,19	2,44	3,80	3,00
Tasso di cambio <sup>(b)</sup>	0,48	0,10	0,28	0,18	0,41	0,07	0,17	0,15

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

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

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali <sup>(a)</sup>	16,10	3,02	6,50	3,02	23,03	7,74	11,22	9,11
Trading <sup>(b)</sup>	1,57	0,10	0,52	0,25	1,60	0,25	0,51	0,31

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Global Gas & LNG Portfolio), 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 Global Gas & LNG Portfolio, 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 GGP e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consumarsi 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 Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

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

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro <sup>(a)</sup>	0,37	0,29	0,32	0,30	0,37	0,31	0,35	0,33

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

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

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro <sup>(a)</sup>	0,07	0,03	0,05	0,05	0,05	0,02	0,04	0,05

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA 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 accentrativa prescelto.

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 di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria 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 rischio-



RC

sità 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 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 con-

seguenza, una situazione di insolvenza 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 2020 il programma risulta utilizzato per circa €16,3 miliardi (di cui Eni SpA €13,9 miliardi).

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Negative 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 2020 il rating di Eni non ha subito variazioni.

Nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes nel 2020 sono stati emessi bond per un valore complessivo di €3,5 miliardi (di cui Eni SpA €3,0 miliardi).

Inoltre, ad ottobre 2020 per la prima volta Eni ha collocato due emissioni obbligazionarie subordinate ibride del valore nominale complessivo di €3 miliardi. Si tratta di strumenti perpetui con opzioni di rimborso anticipato a favore dell'emittente che sono classificati in bilancio all'interno delle voci di patrimonio netto. Le agenzie di rating assegnano alle obbligazioni un rating di Baa3/BBB/BBB (Moody's/S&P/Fitch) ed un "equity credit" del 50%.

Al 31 dicembre 2020, Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €7.183 milioni. Le linee di credito committed non utilizzate sono pari a €5.295 milioni, di cui €4.750 milioni scadenti oltre 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

85266/533

Beltrone

## PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ E DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

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

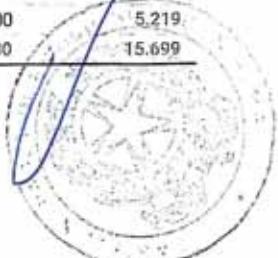
(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
31.12.2020							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.697	1.518	3.469	2.049	2.730	12.232	23.695
Passività finanziarie a breve termine	2.882						2.882
Passività per beni in leasing	815	593	503	442	413	2.218	4.984
Passività per strumenti finanziari derivati	1.609	26	13	50		73	1.771
	7.003	2.137	3.985	2.541	3.143	14.523	33.332
Interessi su debiti finanziari	502	473	461	387	360	1.164	3.347
Interessi su passività per beni in leasing	295	252	219	192	165	748	1.871
	797	725	600	579	525	1.912	5.218
Garanzie finanziarie	1.072						1.072
		Anni di scadenza					
		2020	2021	2022	2023	2024	Oltre
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

La passività per beni in leasing comprensiva della quota interessi è riferibile per €2.429 milioni (€2.953 milioni al 31 dicembre 2019) 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.

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2021	2022-2025	Oltre	Totale
31.12.2020				
Debiti commerciali	8.679			8.679
Altri debiti e anticipi	4.257	111	94	4.462
	12.936	111	94	13.141
	Anni di scadenza			
	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



RE

## PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI<sup>30</sup>

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. Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2021 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti <sup>(a)</sup>	400	237	202	425	276	10.433	11.973
Costi relativi a fondi ambientali	383	323	267	255	196	839	2.263
Impegni di acquisto <sup>(b)</sup>	8.041	7.644	7.342	8.150	8.613	63.864	103.654
- Gas							
Take-or-pay	6.196	6.852	6.809	7.691	8.392	63.477	99.417
Ship-or-pay	893	519	480	439	212	359	2.902
- Altri impegni di acquisto	952	273	53	20	9	28	1.335
Altri impegni	2					106	108
- Memorandum di intenti Val d'Agri	2					106	108
<b>Totale</b>	<b>8.826</b>	<b>8.204</b>	<b>7.811</b>	<b>8.830</b>	<b>9.085</b>	<b>75.242</b>	<b>117.998</b>

(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 di investimenti tecnici e in partecipazioni di €26,9 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.

(€ milioni)	Anni di scadenza					
	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
Impegni per investimenti committed	4.264	3.983	2.890	2.204	1.334	14.675

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

85280/535

## ALTRÉ INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	2020			2019		
	Valore di Iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di Iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
		Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo		Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
<b>Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:</b>						
- Attività finanziarie destinate al trading <sup>(a)</sup>	5.502	31		6.760	127	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading <sup>(b)</sup>	(19)	(415)		(125)	273	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value <sup>(c)</sup>	957	150	24	929	247	(3)
<b>Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:</b>						
- Crediti commerciali e altri crediti <sup>(d)</sup>	10.955	(213)		12.926	(409)	
- Crediti finanziari <sup>(e)</sup>	1.207	99		1.503	110	
- Titoli <sup>(f)</sup>	55			55		
- Debiti commerciali e altri debiti <sup>(g)</sup>	13.141	(31)		15.699	33	
- Debiti finanziari <sup>(h)</sup>	26.686	(632)		24.518	(802)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura <sup>(i)</sup>	(52)	(941)		661	(2)	(739)
						(679)

- (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 €766 milioni di oneri (proventi) per €287 milioni nel 2019) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €351 milioni di proventi (oneri) per €14 milioni nel 2019.  
 (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 €226 milioni di svalutazioni nette (€432 milioni di svalutazioni nette nel 2019) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €13 milioni di proventi (proventi) per €23 milioni nel 2019), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €22 milioni (€26 milioni di interessi attivi nel 2019).  
 (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 €92 milioni (€99 milioni nel 2019) e svalutazioni nette per €1 milione (€4 milioni di riprese di valore nette nel 2019).  
 (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 €531 milioni (€647 milioni nel 2019).  
 (g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

## 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	
			31.12.2020	31.12.2019
Attività finanziarie				
Crediti commerciali e altri crediti	11.681	755	10.926	
Altre attività correnti	3.719	1.033	2.686	
Passività finanziarie				
Debiti commerciali e altri debiti	13.691	755	12.936	
Altre passività correnti	5.905	1.033	4.872	
 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	

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €753 milioni (€713 milioni al 31 dicembre 2019) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading

& Shipping Inc per €2 milioni (€187 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) altre attività e passività correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.033 milioni (€612 milioni al 31 dicembre 2019).

AC

**Contenziosi**

Eni SpA 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, generalmente e 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 (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – Eni-Chem 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. Nonostante in sede di discussione il PM precedente abbia chiesto il proscioglimento di tutti gli imputati, lo scorso 17 gennaio 2020 il GUP ha chiesto al PM di modificare i capi d'imputazione al fine di meglio precisare modalità e tempi di commissione delle singole condotte contestate. Il PM ha provveduto a precisare, per ciascun imputato, il periodo temporale della presunta posizione di garanzia rivestita, e all'esito dell'udienza preliminare, il 1° luglio 2020 il GUP ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli imputati e in relazione a tutte le contestazioni, alcuni per non aver commesso il fatto e altri per intervenuta prescrizione. La Società ha, quindi, ritenuto di promuovere appello avverso la sentenza del GUP al fine di ottenere un'assoluzione nel merito anche in relazione alle posizioni degli ex dirigenti del Gruppo Eni prosciolti per intervenuta prescrizione.

(ii) **Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica.** 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. Nel frattempo, nella prima metà del 2018, il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società è stato ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente. In attesa delle determinazioni del Pubblico Ministero è stata depositata una memoria difensiva per riassumere l'attività svolta da Syndial (ora Eni Rewind SpA) in tema di bonifica, espressiva della chiara volontà di intervenire in modo risolutivo, e ottenere un'archiviazione del procedimento penale. In data 3 marzo 2020 è stato emanato il Decreto Ministeriale di approvazione del POB Fase 2.

(iii) **Eni Rewind 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 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 richiesta della difesa della società, Versalis SpA è stata estromessa dal procedimento. L'udienza preliminare è ancora in corso.

(iv) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind) 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 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 e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto

85931/537

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 e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturramento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale colposo limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011. La difesa ha presentato appello. Il processo di secondo grado è in corso.

(v) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciarella, 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 "Minciarella". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Eni Rewind è contestata anche la violazione del D.Lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciarella, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde cd. 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. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari. È in corso la valutazione sulla ammissibilità delle richieste di costituzione di parte civile.

(vi) **Eni Rewind SpA – Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres.** 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 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 2019 è stato notificato avviso ex Art. 415-bis. La società Eni Rewind è risultata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nel novembre 2019 è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha pronunciato nei confronti di tutti gli imputati sentenza di non luogo a procedere per intervenuta prescrizione in relazione ai reati di gestione non autorizzata di discarica e getto pericoloso di cose nonché nei confronti di Eni Rewind SpA in relazione all'illecito amministrativo ai sensi del D.Lgs. 231/01, mentre ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati avanti al Tribunale di Sassari, all'udienza del 28 maggio 2021, limitatamente al reato di disastro ambientale.

(vii) **Eni Rewind 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 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 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 impugnato la sentenza davanti la Corte d'Appello di Bologna: i giudici di secondo grado hanno disposto una complessa perizia ritenendo di non poter decidere allo stato degli atti, nominando tre noti esperti. I difensori di Eni hanno ricusato uno di costoro, ritenendo che avesse interesse in causa; la Corte ha respinto la richiesta di ricusazione ma la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso dei difensori degli imputati, ha annullato con rinvio l'ordinanza. In sede di rinvio, su richiesta dei difensori di Eni la Corte d'Appello di Bologna, stante la diversa composizione del collegio giudicante, ha disposto la rinnovazione del giudizio di appello e, conseguentemente, la successiva revoca dell'ordinanza con cui era stata inizialmente disposta la perizia. In data 25 maggio 2020, all'esito della discussione delle parti, la Corte ha assolto gli imputati, ed il responsabile civile, per 74 casi di mesotelioma, tumore polmonare, placche pleuriche e asbestosi, ha preso atto del passaggio in giudicato dell'assoluzione per la contestazione di disastro e ha confermato la condanna per un caso di asbestosi. Ha altresì dichiarato inammissibili gli appelli di numerose parti civili. La difesa Eni ha presentato ricorso in Cassazione contro la condanna per asbestosi, alcune parti civili hanno impugnato l'assoluzione per altre patologie.

(viii) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed 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. Il procedimento è in corso nella fase dibattimentale.

- (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 Vigiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta 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 per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha di-

chiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del D. Lgs. 231/01 alla sanzione di €700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in €44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. Il Tribunale si è riservato il termine di 90 giorni per il deposito delle motivazioni ed avverso tutti i profili di condanna verrà prontamente formulato appello.

- (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 rimessionamento 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, omicidio e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Gli accertamenti tecnici condotti su incarico di Eni da esperti internazionali hanno accertato l'assenza di alcun rischio derivante dall'attività del COVA per la popolazione del territorio e per i propri dipendenti.

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 pozetto 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

85283/539

della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio (ossia il serbatoio "D"), mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – 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 approvato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, dagli Enti competenti, ai quali successivamente, è stato trasmesso il Documento di Analisi di Rischio, al vaglio degli Enti stessi. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di disastro 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, 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 omissione e di cooperazione colposa commesso nel febbraio 2017. 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 a quasi tutti i 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 nei confronti di tre dipendenti misure cautelari, le quali, a seguito di impugnazione, sono state annullate dalla Suprema Corte di Cassazione.

Nel settembre 2019 il Pubblico Ministero disponeva la separazione della posizione di un dipendente, all'epoca 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. Il giudizio è stato sospeso al fine di consentire la prosecuzione delle attività di ripristino ambientale dei luoghi. Nell'ambito del parallelo procedimento nei confronti dei rimanenti dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.Lgs. 231/2001, la Procura della Repubblica, dopo aver emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari, ha avanzato richiesta di rinvio a giudizio. L'udienza preliminare è in corso di svolgimento.

**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 e EniMed 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 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 e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso innanzi al Tribunale di Agrigento al quale il procedimento è stato trasferito per competenza territoriale.

**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. 231/2001 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. Nel marzo 2021 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già formulate in precedenza.

- (xiv) **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 inizialmente 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 Eni quale persona giuridica ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

- (xv) **Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata Isola 32 all'interno della raffineria di Gela dove sono ubicate le vecchie e 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, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato dalla Eni Rewind, 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 do-

cumentale presso la sede della Eni Rewind 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, 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. 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.

- (xvi) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Mantova. Indagine in materia di reati ambientali.** La Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti procedimenti penali, tra cui il 780/18 RGNR e 956/18 RGNR. Nell'atto di chiusura delle indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché le predette società Versalis, Eni Rewind ed Edison ai sensi della responsabilità amministrativa ex D.Lgs. 231/2001. La Procura della Repubblica ipotizza, a seconda di alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento. La Procura della Repubblica ha formulato richiesta di rinvio a giudizio, non ancora notificata, in cui sono state sostanzialmente confermate le ipotesi di reato di cui all'atto di chiusura delle indagini.

- (xvii) **Versalis SpA. Stabilimento di Brindisi torce di stabilimento e emissioni odorigene – Procedimento penale n. 6580/18 R.G. Mod. 44 contro ignoti.** In data 18 maggio 2018 il direttore dello stabilimento Versalis di Brindisi e altri due dipendenti sono stati convocati dai carabinieri del Noe al fine di rendere sommarie informazioni testimoniali in merito a due upset occorsi nel mese di aprile 2018 e che hanno comportato l'attivazione del sistema torce di stabilimento. La Società ha collaborato con l'Autorità giudiziaria per fornire le informazioni utili ad escludere che tali eventi possano aver avuto un impatto negativo e significativo sulla qualità dell'aria. Peraltra, la Società sta proseguendo con le attività di analisi sui dati disponibili nonché portando avanti alcuni progetti importanti per la minimizzazione di qualsiasi effetto pregiudizievole, anche solo visivo, del fenomeno del flaring con la realizzazione di un nuovo impianto della torcia a terra.

85260 | 541

Alla fine del mese di maggio 2020 in concomitanza di una fermata programmata dello stabilimento Versalis, sono state rilevate delle concentrazioni anomale di benzene e toluene poste alla base di un'ordinanza con la quale il Sindaco di Brindisi ha disposto la fermata dell'impianto cracking. L'ordinanza è stata emessa senza che vi siano stati degli accertamenti tecnici sulla reale correlazione tra i picchi rilevati e le attività in corso presso lo stabilimento. Dopo una fitta interlocuzione con le autorità competenti, l'ordinanza è stata revocata. Pur tuttavia, la Procura della Repubblica ha acquisito informazioni e documenti, anche prodotti dalla stessa Società, sul tema posto alla base della predetta ordinanza sindacale al fine di verificare, anche sotto il profilo penale, eventuali nessi e responsabilità. Il procedimento al momento risulta ancora contro ignoti e non è possibile escludere che questa vicenda possa essere oggetto di un fascicolo separato che la Procura della Repubblica potrebbe aprire. La Società sta fornendo a tutte le Autorità locali competenti, compresa la Procura della Repubblica, tutte le informazioni e dati utili alla corretta ricostruzione dei fatti.

- (xviii) **Eni SpA (R&M) Deposito di Civitavecchia – Procedimento penale inquinamento falda.** Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare tutta una serie di misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'iter di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito. La Procura di Civitavecchia ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari contestando, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale in relazione alla presunta non corretta gestione della barriera idraulica posta a presidio del sito e finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza della falda contaminata, nell'ambito del procedimento di bonifica in corso. Tale circostanza sarebbe stata segnalata dai funzionari dell'Arpa locale, ai quali nel corso degli anni è stato più volte fornito riscontro tecnico. Eni risulta indagata ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Il PM ha formulato richiesta di rinvio a giudizio.

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

- (i) **Eni Rewind 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 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 Ci-

vile di Torino ha condannato Eni Rewind al risarcimento del danno, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Eni Rewind 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 validato 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 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 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 a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Eni Rewind 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 delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Eni Rewind 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. A seguito di ricorso in Cassazione da parte del Ministero dell'Ambiente, la Società si è costituita in giudizio. Dopo l'udienza in camera di consiglio a luglio 2020 ed un'altra pubblica a gennaio 2021, si resta in attesa della sentenza.

- (ii) **Eni Rewind 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, 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, fondando la sua richiesta su un asserto avvenuto accertamento della responsabilità proprio sulla base del provvedimento TAR del 2012. L'atto, che le società coinsediate hanno impugnato nel dicembre 2017, costituisce formale messa in mora ai fini dell'azione di danno ambientale. Nel 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, richiamando la diffida del 2017, ha confermato la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed ha affermato un inadempimento alla citata diffida da parte delle società, comunicato anche alla Procura della Repubblica. D'intesa con tutte le altre società coinvolte si è proceduto 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 ferma restando la necessità che gli enti procedano alla corretta individuazione del soggetto responsabile della contaminazione rilevata. Parallelamente la Società ha sollecitato, conformemente alle previsioni normative del codice dell'ambiente, l'avvio dell'iter per individuare i soggetti responsabili dell'inquinamento e le rispettive quote di responsabilità, ai fini dell'implementazione del progetto di bonifica. Nel settembre 2020 la Società ha preso parte alla Conferenza di Servizi Istruttoria convocata dal Ministero dell'Ambiente sugli esiti degli approfondimenti tecnici svolti da CNR/ISPRA ed ha esposto, assieme ai propri consulenti, gli approfondimenti sullo stato ambientale della Rada e le proprie osservazioni alla Relazione ISPRA-CNR che potrebbero ad escludere qualunque coinvolgimento delle aziende del Gruppo nella contaminazione rilevata.

- (iii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Raffineria di Gela SpA – Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind 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 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 – 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 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 sulla censura di "inerzia" di Eni Rewind nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Nel marzo 2019 il Ministero dell'Ambiente ha presentato a Eni Rewind una proposta di chiusura transattiva della causa. La Società ha risposto con una controproposta nel luglio 2019. Sono succeduti alcuni incontri in ottica conciliativa nei quali il CTU e il CTP del Ministero hanno dichiarato la proposta della Società in linea con la normativa. Nel settembre 2020, si è addivenuti alla formulazione di un testo di accordo condiviso tra le parti e ritenuto "definitivo" anche dai rappresentati del Ministero. Il Ministero, tramite l'Avvocatura, in sede dell'udienza di febbraio 2021, ha dichiarato lo "stato avanzato" delle trattative determinando così un rinvio dell'udienza a giugno 2021.

In riferimento alla procedura di infrazione comunitaria sull'area A1 del sito di Cengio, il 3 luglio 2020 il Ministro dell'Ambiente ha dichiarato conclusa, dopo 11 anni, la procedura d'infrazione contro l'Italia per la mancata sottosposizione a VIA delle bonifiche nel sito industriale di Cengio. La posizione aziendale circa l'adeguatezza delle misure di intervento ambientale adottate si è pertanto ulteriormente consolidata.

A marzo 2021 la Commissione di Collaudo ha altresì rilasciato certificato di collaudo delle opere realizzate sui suoli con ciò ulteriormente rafforzando l'idoneità ripristinatoria delle misure realizzate dalla Società.

- (v) **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. A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito.

- (vi) **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 una controllata (Eni Oil & Gas Inc) 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 rilevando la carente di giurisdizione delle Corti Statali. A seguito di un periodo di sospensione, il 26 maggio 2020 la corte competente ("9th Circuit Court") ha stabilito il rinvio dei procedimenti alle Corti Statali. Il 9 luglio 2020 Eni Oil & Gas Inc ha sottoscritto, insieme ad altri convenuti, una *petition for rehearing en banc* per chiedere una revisione della decisione di rinvio alla 9th Circuit Court.

La Corte ha rigettato la *petition for rehearing en banc* ma, su richiesta dei convenuti, ha concesso una sospensione dei procedimenti di 120 giorni (fino gennaio 2021) per consentire ai convenuti stessi di presentare una cd. *petition for certiorari* alla Corte Suprema degli Stati Uniti al fine di ottenere la revisione della decisione di rigetto della *petition for rehearing en banc*. A gennaio 2021 i convenuti hanno depositato la suddetta *petition for certiorari*; la Corte Suprema degli Stati Uniti si esprimrà sulla vicenda entro giugno 2021.

- (vii) **Eni Rewind/Provincia di Vicenza – Procedimento bonifica sito Trissino.** Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e Società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la Società MITENI attiva nel settore della chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di PFDA e PFAS. Si tratta di sostanze chimiche, considerate altamente tossico-nocive e cancerogene, utilizzate per la produzione di polimeri, insetticidi, rivestimenti protettivi, schiume antincendio, vernici, ecc. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di PFAS nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. L'azione di analisi e monitoraggio sanitario da parte degli enti risulta destinato ad incrementare.

Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato anche un ex dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi diventata Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51% del capitale sociale di MITENI (il restante 49% era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società).

In una prima fase del procedimento amministrativo non vi sono stati riferimenti alla società Enichem Synthesis (ha riguardato solo il suo ex dipendente) e, d'intesa con le funzioni societarie competenti, si è quindi concentrata l'assistenza legale e la strategia difensiva supportando la persona fisica coinvolta. Infatti, dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI. Sulla base di ciò, a febbraio 2020, la Provincia ha esteso il procedimento anche a Eni Rewind la quale con memoria procedimentale ha illustrato alla Provincia le plurime ragioni – formali e sostanziali – che deponevano per la pronta archiviazione del procedimento avviato nei propri confronti.

Tuttavia, in data 5 ottobre 2020 la Provincia ha notificato una diffida ex Art. 245 del Codice dell'ambiente con cui

avrebbe individuato Eni Rewind quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino. In data 4 dicembre 2020 Eni Rewind ha impugnato la diffida con ricorso proposto davanti il TAR Veneto, in attesa di fissazione dell'udienza.

Eni Rewind è stata inoltre "invitata" a partecipare alle conferenze di servizi, ai tavoli tecnici e agli incontri che verranno indetti dagli Enti Pubblici in relazione agli interventi di bonifica del sito, ed ha già partecipato al primo tenutosi in data 23 dicembre 2020, senza con ciò prestare alcuna acquiescenza ai provvedimenti emanati dalla Provincia. Sono in corso gli accessi agli atti presso le autorità pubbliche finalizzati ad acquisire una conoscenza completa dei fatti e poter integrare le difese in tali procedimenti ma soprattutto al fine di svolgere un approfondimento trasversale sulla tematica dei PFAS (punto di attenzione primario da parte dell'ISPRA e dell'ISS), la Società ha istituito – d'intesa con la funzione Salute di Eni SpA – un Gruppo di Lavoro (GdL) che analizzi gli aspetti tecnico-ambientali, tossicologici e normativi e, prendendo le mosse dall'esperienza di Trissino, affronti la questione anche con approccio internazionale. Oltre a personale del gruppo Eni, fanno parte del GdL tre consulenti esterni competenti per le rispettive materie.

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

- (i) **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 indipen-

dente, 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.

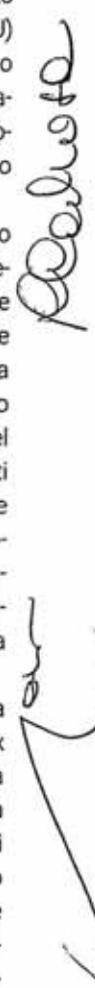
Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche 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.

85266 | 565



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. In esito alla discussione delle parti, a fronte della richiesta di condanna per tutti gli imputati, persone fisiche e società, all'udienza del 17 marzo 2021 è stata pronunciata sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati.

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

Nel novembre 2018 Eni SpA e le controllate NAE, NAOC ed AENR (nonché alcune società del gruppo Shell) hanno ricevuto notizia dell'intenzione della Repubblica Federale della Nigeria di promuovere un'azione civile presso le corti inglese 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'analogia notifica è stata ricevuta da Eni SpA il 16 maggio 2019. Negli atti introduttivi del giudizio, la domanda è quantificata in 1,092 MUSD 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 BUSD. 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. In data 22 maggio 2020, il giudice ha accolto l'eccezione presentata da Eni e ha declinato la propria giurisdizione sul caso,

avendo riscontrato la litispendenza con il procedimento a Milano secondo i criteri previsti dal Regolamento (EU) No. 1215/2012. Il giudice ha anche negato al Governo nigeriano il permesso di appellare la decisione. Analogamente la Corte d'Appello ha respinto la domanda del Governo nigeriano di ricorrere contro la decisione rendendo così la stessa definitiva.

Il 20 gennaio 2020 alla consociata NAE è stato notificato l'avvio di un nuovo procedimento penale davanti la *Federal High Court* di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della Giustizia in carica nel 2011, all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo, previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19.

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

Nel settembre 2019 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni SpA un decreto di perquisizione con contestuale informazione di garanzia per una presunta ipotesi di "Omessa comunicazione del conflitto d'interessi" ex art.2629 bis del Codice Civile, 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 deliberata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA. Successivamente in data 15 giugno 2020 la Società è stata informata che è stata richiesta una proroga delle indagini relativamente a tale ipotesi fino al 21 dicembre 2020.

Nell'aprile 2018 il Collegio Sindacale, l'Organismo di Vigilanza e il Comitato Controllo e Rischi di Eni hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale indipendente e ad una società di consulenza professionale, esperti in ambito anticorruzione affinché, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I risultati di tali attività non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee a rilevare un diretto coinvolgimento di Eni, né di suoi dipendenti o manager chiave nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. 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 luglio 2020 integra le conclusioni raggiunte dal primo, in particolare con riferimento alla: (i) ipotesi di verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni quanto meno, a partire dal 2009 sino al 2012; (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; (iii) assenza di evidenza del fatto che l'attività dei summenzionati dipendenti coinvolti sia stata svolta nell'interesse di Eni.

In data 9 settembre 2020 è stato notificato ad Eni un decreto di fissazione di udienza in camera di consiglio a seguito di presentazione da parte della Procura di Milano di richiesta di applicazione di misura interdittiva ai sensi degli Artt. 45 e ss. del D.Lgs. 231/2001, relativamente ad alcuni campi petroliferi in Congo. In particolare, in via principale viene richiesta l'interdizione dallo sfruttamento dei campi Djambala II, Foukanda II, Mwafi II, Kitina II, Marine VI Bis, Loango, Zatchi da parte di Eni per 2 anni ed in subordine viene richiesta la nomina di un commissario giudiziale deputato alla gestione dei summenzionati campi petroliferi. Il Giudice per le Indagini Preliminari, nel decreto di fissazione dell'udienza per il 21 settembre 2020, da atto che la sanzione amministrativa si sarebbe prescritta il 14 luglio 2020, considerato che i Pubblici Ministeri datano la commissione degli asseriti reati "fino al 14 luglio 2015", ma che nel caso di specie il termine di prescrizione dei cinque anni sarebbe stato sospeso dalla recente legislazione anti-COVID-19 fino al 16 settembre 2020. Il Giudice dava, altresì, atto della pendenza presso la Corte Costituzionale, questione di legittimità costituzionale della legislazione anti-COVID-19 suindicata, con particolare riferimento al principio di irretroattività di una norma di sfavore (ex Art. 25 comma 2 Cost.). Pertanto, l'udienza inizialmente fissata per il 21 settembre 2020, è stata dapprima rinviata al 10 dicembre 2020 in attesa della pronuncia della Corte Costituzionale e, successivamente una volta che la Corte si è pronunciata per la costituzionalità della norma, è stata rinviata al 17 febbraio 2021 anche per attendere il deposito delle motivazioni della sentenza.

L'udienza del 17 febbraio 2021 è stata rinviata al 25 marzo 2021, poiché, a seguito della riqualificazione del reato operata dalla Pubblica Accusa, da corruzione internazionale a induzione indebita a dare o promettere utilità, si è definita una ipotesi di applicazione della pena su richiesta delle parti (ex art. 444 c.p.p.). In data 15 marzo 2021 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha deliberato il conferimento di procura speciale in favore dei difensori di Eni SpA, responsabile amministrativo, per proporre istanza di applicazione di pena su richiesta delle parti.

L'importo della sanzione complessivamente concordata con la Procura è pari a 11,8 milioni di euro. All'udienza del 25 marzo 2021 il Giudice per le Indagini Preliminari ha accolto l'ipotesi di sanzione concordata e la Procura ha, inoltre, revocato la richiesta di misura interdittiva per Eni SpA.

### 3. Altri procedimenti in materia penale

- (i) **Eni SpA (R&M) – Procedimenti penali accise sui carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei

85266/567

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 (Turiziani Petrol) 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; (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 & 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 dall'

la 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 fatispecie 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 fatispecie di alterazione dei sistemi di misura previsti dalle leggi applicabili. Inoltre, per il solo deposito di Calenzano, è stato contestato 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 dinanzi 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 dinanzi 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.

(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 diri-

gente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

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

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

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'Art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con l'allora società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza. La Società ha risposto alla richiesta di informazioni l'11 giugno 2018. Successivamente, ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio di Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni, l'ultima delle quali il 25 luglio u.s. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Collegio Sindacale 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 erano i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla Procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio di Amministrazione. In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto.

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

Oggetto delle predette richieste di documentazione erano 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 a 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, vi è stata la richiesta la proroga delle indagini per il reato di cui all'Art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001 fino al maggio 2020. 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.

A seguito delle richieste di riesame del predetto decreto, il

85266/569

materiale depositato dalla Procura è stato reso disponibile alla Società che ne ha chiesto l'esame al consulente già autore della relazione del 12 settembre 2018.

Successivamente nel giugno, luglio e settembre 2020 la Procura di Milano ha notificato ad Eni ulteriori diverse richieste di documentazione ex Art. 248 c.p.p. aventi ad oggetto, in particolare, gli esiti delle verifiche svolte dall'internal audit a seguito di una segnalazione anonima relativa ad un evento di ospitalità del 2017, alcuni chiarimenti in merito alla gestione di una fattura emessa da uno studio legale esterno, il report dell'internal audit sui rapporti economici con una controparte commerciale, evidenze di impegni lavorativi del Chief Services & Stakeholder Relations Officer relativi ad alcune date temporali del 2014 e del 2016 e la documentazione inerente il licenziamento di un ex dipendente di Eni. Tutta la documentazione richiesta è stata nel tempo prodotta all'Autorità giudiziaria.

In data 9 novembre 2020 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un avviso di accertamenti tecnici irripetibili, con contestuale informazione di garanzia finalizzata a consentire la partecipazione, tramite proprio consulente, alle operazioni di analisi del contenuto di un dispositivo telefonico sequestrato ad un ex dipendente di Eni.

(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. Il procedimento è confluito nel giudizio RG12333/17 di cui al paragrafo che precede.

#### 4. Contenziosi fiscali

(i) **Contestazione per omesso pagamento dell'imposta municipale unica (IMU) relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono in essere contenziosi fiscali con alcuni enti locali italiani la cui materia del contendere è l'assoggettabilità ad IMU delle piattaforme petrolifere localizzate nel mare territoriale nel periodo 2016-2019. Dal 2016 il quadro normativo di tale imposta è stato modificato per effetto della Legge n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'imposta gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo, mentre con successiva risoluzione n. 3 del 1° giugno 2016 il Dipartimento delle finanze ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base

imponibile disposta dalla legge predetta. Sulla base di tale interpretazione Eni non ha versato alcuna IMU per gli anni 2016-2019. Tuttavia, la pronuncia del Dipartimento delle finanze non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo riconosciuto dalla stessa Corte di Cassazione e alcuni di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016-2019. Contro tali avvisi la Società ha presentato ricorso. Nonostante Eni ritenga che le piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale debbano essere escluse dalla base imponibile dell'IMU in base all'interpretazione della legge alla luce della risoluzione del Dipartimento delle finanze, valutati i rischi di soccombenza nei contenziosi pendenti è stato deciso di eseguire un accantonamento al fondo rischi, il cui ammontare esclude l'importo delle sanzioni poiché l'operato di Eni ha fatto affidamento sulla risoluzione amministrativa, nonché ha tenuto conto dell'abbattimento della base imponibile che esclude la "componente impiantistica" come previsto dal dettato della norma. Il contenzioso prosegue.

Il D.L. 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) ha istituito, a decorrere dal 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) **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 fornitrice 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 fornitrice 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 solidi tra loro e alla rifiuzione 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 pecunaria 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'ottobre 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 statuzioni 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 statuzioni civili. La Corte di Cassazione, per quanto di interesse, ha rigettato i ricorsi e confermato la sentenza di appello. A seguito di tale pronuncia della Cassazione, il procedimento penale, per quanto di interesse, può considerarsi concluso.

- (ii) **Eni Rewind 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 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 in data 15 ottobre 2019 con la pronuncia da parte del GUP di sentenza di non luogo a procedere nei confronti dell'imputato Eni Rewind per non aver commesso il fatto. La sentenza è passata in giudicato.

- (iii) **Algeria.** 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 dal Pubblico Ministero inammissibile nei confronti della Società. In data 12 giugno 2020 la Procura Generale ha presentato ricorso per Cassazione per la sola parte della vicenda relativa a Sai-

pem, non impugnando espressamente i capi e i punti della sentenza relativi alla cd. "Vicenda Eni – FCP".

La Corte di Cassazione ha respinto il ricorso presentato dalla Procura Generale di Milano avverso la sentenza di assoluzione di secondo grado pronunciata nei confronti di Saipem, dei suoi ex manager e degli imputati terzi.

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), disponendo la chiusura del procedimento come comunicato al mercato in data 1° ottobre 2019. Successivamente, nell'aprile 2020, Eni ha concluso con una transazione che non comporta ammissione di responsabilità relativamente all'indagine della Securities and Exchange Commission statunitense (SEC) sulle attività algerine della ex controllata di minoranza Eni, Saipem SpA. L'accordo prevedeva il pagamento di \$19,75 milioni (effettuato nel mese di aprile 2020) che rappresenta la parte di competenza Eni dei benefici fiscali ottenuti da Saipem in relazione ai costi sostenuti dalla Saipem risultati indecidibili oltre una somma a titolo di interessi risarcitori pari a \$4,75 milioni.

- (iv) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA - Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Eni Rewind 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 e Versalis 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. A luglio 2020 si è tenuta l'adunanza camerale del ricorso per Cassazione. Il Giudice ha confermato l'esito del

85266|551

291

precedenti gradi di giudizio, disponendo solo la condanna della Società al pagamento delle spese processuali a cui la Società ha prontamente provveduto.

### 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, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, corrisponde delle royalties ed 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 cedute 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 Emissions 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 2020, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 17,32 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 6,84 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 10,48 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.



AE

## 28 RICAVI

## RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Totale
<b>2020</b>						
Ricavi della gestione caratteristica	6.359	5.362	24.937	7.135	194	43.987
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	1.969		9.024			10.993
- Vendita prodotti petroliferi	517		11.852			12.369
- Vendita gas naturale e GNL	3.505	5.000	20	2.741		11.266
- Vendita prodotti petrochimici			3.277		19	3.296
- Vendita altri prodotti	113	(2)	36	2.366	2	2.515
- Servizi	255	364	728	2.028	173	3.548
	6.359	5.362	24.937	7.135	194	43.987
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	5.896	5.239	24.639	7.135	78	42.987
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	463	123	298		116	1.000
<b>2019</b>						
Ricavi della gestione caratteristica	10.499	9.230	41.976	7.972	204	69.881
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.505		17.361			20.866
- Vendita prodotti petroliferi	1.189		19.615			20.804
- Vendita gas naturale e GNL	5.454	8.881	214	3.373		17.922
- Vendita prodotti petrochimici			4.088		22	4.110
- Vendita altri prodotti	68		16	2.503	6	2.593
- Servizi	283	349	682	2.096	176	3.586
	10.499	9.230	41.976	7.972	204	69.881
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.946	9.117	41.727	7.972	86	68.848
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	553	113	249		118	1.033
<b>2018</b>						
Ricavi della gestione caratteristica	9.943	11.931	46.088	7.684	176	75.822
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.982		18.471			22.453
- Vendita prodotti petroliferi	1.133		21.266			22.399
- Vendita gas naturale e GNL	4.554	11.575	166	3.347		19.642
- Vendita prodotti petrochimici			5.539		35	5.574
- Vendita altri prodotti	27	1	20	2.362	11	2.421
- Servizi	247	355	626	1.975	130	3.333
	9.943	11.931	46.088	7.684	176	75.822
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.676	11.801	46.029	7.684	106	75.296
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	267	130	59		70	526

85.389 | 553 293

Ricavi

(€ milioni)	2020	2019	2018
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	818	747	342
Ricavi rilevati a fronte di performance obbligazione 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 dove sono riportati i ricavi degli esercizi 2019 e 2018 riesposti

a seguito del ridisegno della macrostruttura organizzativa di Eni avvenuta nel 2020.

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

## ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2020	2019	2018
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	10	152	454
Altri proventi	950	1.008	662
	960	1.160	1.116

Gli altri proventi comprendono €357 milioni (€368 milioni nel 2019) 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 da Eni.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

## 29 COSTI

### ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2020	2019	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	21.432	36.272	41.125
Costi per servizi	9.710	11.589	10.625
Costi per godimento di beni di terzi	876	1.478	1.820
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	349	858	1.120
Altri oneri	1.317	879	1.130
	33.684	51.076	55.820
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(128)	(197)	(192)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(5)	(5)	(6)
	33.551	50.874	55.622

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi, comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa che ammontano a €196 milioni (€275 milioni e €287 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018). L'esercizio 2018 comprendeva canoni per contratti di leasing operativo per €872 milioni.

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €157 milioni (€194 milioni e €197 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €673 milioni (€1.183 milioni e €1.043 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli uti-

lizzi per esuberanza riguardano l'utilizzo netto al fondo rischi ambientali di €15 milioni (accantonamenti netti di €329 milioni e €266 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €76 milioni (accantonamenti netti di €60 milioni e di €101 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018). 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 e passività per beni in leasing.

**COSTO LAVORO**

(€ milioni)	2020	2019	2018
Salari e stipendi	2.193	2.417	2.409
Oneri sociali	458	449	448
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	102	85	220
- Altri costi	239	213	170
	2.992	3.164	3.247
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(118)	(152)	(142)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(11)	(16)	(12)
	2.863	2.996	3.093

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €105 milioni (€45 milioni e €37 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018) e oneri per programmi a contributi definiti per €96 milioni (€99 milioni e €95 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018).

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:

(numero)	2020		2019		2018	
	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	993	17	1.014	16	999	17
Quadri	9.280	73	9.267	77	9.095	84
Impiegati	15.995	349	15.945	361	16.220	361
Operai	4.780	287	4.910	287	5.259	283
	31.048	726	31.136	741	31.573	745

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 nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati 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. I Piani prevedono 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 dei piani 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. Con riferimento al Piano 2017-2019, 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

("Peer Group")<sup>31</sup> rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento<sup>32</sup>; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analogia variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, 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 registrate per ciascuna società di un gruppo di competitori di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) 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 FCF 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; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG (tCO<sub>2</sub> eq./kboe) relative alla produzione upstream, 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; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili 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; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato

avanzamento a fine triennio 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.

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 complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione; (ii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,88 euro per azione; (iii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 11,73 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (tra €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020; €13,714 per l'attribuzione 2019; €14,246 per l'attribuzione 2018), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (tra 7,0% e 10,0% per l'attribuzione 2020, 6,1% per l'attribuzione 2019 e 5,8% per l'attribuzione 2018 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (tra 41% e 44% per l'attribuzione 2020; 19% per l'attribuzione 2019; 20% per l'attribuzione 2018), 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 ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €7 milioni (€9 milioni e €5 milioni rispettivamente nel 2019 e 2018) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

## COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi, incluso 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

(31) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.

(32) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd market condition.

strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Salari e stipendi	30	28	27
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	12	12	10
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	21	12	
	65	54	39

### COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI DI ENI SPA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €7,54 milioni, €9,2 milioni e €9,6 milioni rispettivamente per gli esercizi 2020, 2019 e 2018. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,571 milioni, €0,613 milioni e €0,604 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2020, 2019 e 2018. I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra som-

ma 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.

### 30 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2020	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.531	3.087	3.967
Oneri finanziari	(4.958)	(4.079)	(4.663)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	31	127	32
Strumenti finanziari derivati	351	(14)	(307)
	(1.045)	(879)	(971)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(517)	(618)	(565)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	31	127	32
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(102)	(122)	(120)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(347)	(378)	
- Interessi attivi verso banche	10	21	18
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	12	8	8
	(913)	(962)	(627)
Differenze attive (passive) di cambio	(460)	250	341
Strumenti finanziari derivati	351	(14)	(307)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	97	112	132
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	73	93	52
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo <sup>(a)</sup>	(190)	(255)	(249)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(3)	(103)	(313)
	(23)	(153)	(378)
	(1.045)	(879)	(971)

(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 e passività per 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.

85281557 297

## 31 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)	2020	2019	2018
Dividendi	150	247	231
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita		19	22
Altri proventi (oneri) netti	(75)	15	910
	75	281	1.163

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €113 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €28 milioni (rispettivamente €186 milioni e €46 milioni nel 2019 e €187 milioni e €35 milioni nel 2018).

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 assets combinati e il valore di libro dei net assets ceduti.

## 32 IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	2020	2019	2018
Imposte correnti:			
- imprese italiane	199	347	301
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	1.517	4.729	4.906
- altre imprese estere	84	152	163
	1.800	5.228	5.370
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	672	599	130
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	73	(172)	497
- altre imprese estere	105	(64)	(27)
	850	363	600
	2.650	5.591	5.970

Le imposte correnti relative alle imprese italiane riguardano imposte estere per €169 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato appli-

cando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2019 e nel 2018) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Utile (perdita) ante imposte	(5.976)	5.746	10.07
Aliquota fiscale teorica (ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	(1.435)	1.379	2.426
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	1.980	2.934	3.096
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate	1.785	938	261
- effetto imposte estere di società italiane	108	105	46
- effetto Irap delle società italiane	107	25	50
- effetto tassazione dividendi infragruppo	96	65	47
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	(30)	147	(24)
- altre motivazioni	39	(2)	68
	4.085	4.212	3.544
Imposte effettive	2.650	5.591	5.970

DE

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per € 1.777 milioni (rispettivamente, € 2.934 milioni e € 3.014 milioni nel 2019 e 2018).

Nel 2020 il Gruppo rileva oneri d'imposta nonostante una perdita ante imposte di € 5.978 milioni. Questo è dovuto agli impatti della crisi economica indotta dal COVID-19 sulla domanda de-

gli idrocarburi e alla conseguente revisione dei prezzi di lungo termine e dei cash flow futuri delle attività di Eni. Le minori proiezioni di redditi imponibili futuri hanno avuto due ricadute: la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio e il mancato stanziamento del recupero fiscale associato con le perdite gestionali dell'esercizio.

### 33 UTILE (PERDITA) PER AZIONE

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) 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 2020 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017-2019 e 2020-2022.

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

		2020	2019	2018
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) semplice		3.572.549.651	3.592.249.603	3.601.140.133
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		6.465.718	2.251.406	2.782.584
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito		3.579.015.369	3.594.501.009	3.603.922.717
Utile (perdita) netto di competenza Eni	(€ milioni)	(8.635)	148	4.126
Utile (perdita) per azione semplice	(ammontari in € per azione)	(2,42)	0,04	1,15
Utile (perdita) per azione diluito	(ammontari in € per azione)	(2,42)	0,04	1,15

### 34 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)	2020	2019	2018
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione	34	34	17
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	314	214	93
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	196	275	287
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	510	489	380
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo	888	1.031	1.081
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	1.341	1.563	1.267
Totale attività materiali e immateriali	2.229	2.594	2.348
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	93	109	77
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	283	586	463
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	196	275	287
Totale effort esplorativo	479	861	750

## 35 INFORMAZIONE PER SETTORE DI ATTIVITÀ E PER AREA GEOGRAFICA

### INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

Con efficacia 1° luglio 2020 il management ha ridisegnato la macrostruttura organizzativa di Eni in coerenza con la nuova strategia di lungo termine annunciata al mercato nel febbraio 2020, finalizzata a trasformare la compagnia in un leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati.

La nuova struttura organizzativa è imperniata su due Direzioni Generali:

- La Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO<sub>2</sub>. La società Eni Rewind (Ambiente), nel suo assetto corrente, rientra nel perimetro della Direzione Generale.
- La Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica) ed Eni gas e luce, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO e continueranno a essere svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la nuova segment information di Eni, confermando in buona sostanza l'impo-

stazione preesistente, al 31 dicembre 2020 è articolata nei seguenti reportable segment:

**Exploration & Production:** attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale, comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>.

**Global Gas & LNG Portfolio (GGP):** attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.

**Refining & Marketing e Chimica:** 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. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.

**Eni gas e luce, Power & Renewables:** attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO<sub>2</sub> e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.

**Corporate e Altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrativa, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Come previsto dai Principi contabili internazionali in tema di segment information, in caso di riorganizzazioni dei settori di attività i comparative periods sono oggetto di restatement per consentire un confronto omogeneo.

Di seguito le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO "riesposte" per l'esercizio 2019 e per l'esercizio 2018.

## Informazioni pubblicate nel 2019:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
<b>2019</b>						
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore a dedurre: ricavi infrasettori	23.572	50.015	23.334	1.681		
	(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
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	68.915	9.176	12.336	1.860	(492)	91.795
Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	20.164	7.852	4.599	3.927	(141)	36.401
<b>2018</b>						
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore a dedurre: ricavi infrasettori	25.744	55.690	25.216	1.589		
	(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
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	63.051	9.989	11.692	1.171	(420)	85.483
Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	18.110	8.314	4.319	4.072	(275)	34.540

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

## Informazioni riesposte:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
<b>2019</b>							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore a dedurre: ricavi infrasettori	23.572	11.779	42.360	8.448	1.676		
	(13.073)	(2.549)	(384)	(476)	(1.472)		
Ricavi da terzi	10.499	9.230	41.976	7.972	204		69.881
Risultato operativo	7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	68.915	4.092	13.569	4.068	1.643	(492)	91.795
Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	20.164	3.836	6.272	2.380	3.890	(141)	36.401
<b>2018</b>							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore a dedurre: ricavi infrasettori	25.744	14.807	46.483	8.218	1.588		
	(15.801)	(2.876)	(395)	(534)	(1.412)		
Ricavi da terzi	9.943	11.931	46.088	7.684	176		75.822
Risultato operativo	10.214	387	(501)	340	(668)	211	9.983
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	63.051	4.642	13.099	4.008	1.103	(420)	85.483
Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	18.110	4.089	6.201	2.364	4.051	(275)	34.540

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

85231561

Repubblica

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
<b>2020</b>							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore a dedurre: ricavi infrasettori	13.590	7.051	25.340	7.536	1.559		
Ricavi da terzi	(7.231)	(1.689)	(403)	(401)	(1.365)		
Risultato operativo	6.359	5.362	24.937	7.135	194	43.987	
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(610)	(332)	(2.463)	660	(563)	33	(3.275)
Ammortamenti	98	64	118	(2)	26	45	349
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(6.273)	(125)	(575)	(217)	(146)	32	(7.304)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	(2.170)	(2)	(1.605)	(56)	(22)		(3.855)
Radiazioni	282		334	55	1	672	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(322)			(7)		(329)	
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	(980)	(15)	(363)	6	(381)		(1.733)
Passività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	59.439	4.020	10.716	4.387	1.444	(402)	79.604
Attività non direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	59.439	4.020	10.716	4.387	1.444	(402)	79.604
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.680	259	2.605	217	988		6.749
Passività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	17.501	3.785	5.460	2.426	3.316	(83)	32.405
Passività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	17.501	3.785	5.460	2.426	3.316	(83)	39.750
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	3.472	11	771	293	107	(10)	4.644
<b>2019</b>							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore a dedurre: ricavi infrasettori	23.572	11.779	42.360	8.448	1.676		
Ricavi da terzi	(13.073)	(2.549)	(384)	(476)	(1.472)		
Risultato operativo	10.499	9.230	41.976	7.972	204	69.881	
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(7.417)	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432
Ammortamenti	97	234	276	(5)	307	(51)	858
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(7.060)	(124)	(620)	(190)	(144)	32	(8.106)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	(1.347)		(1.127)	(83)	(13)		(2.570)
Radiazioni	130	5	205	41	1	382	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(292)		(6)	(1)	(1)		(300)
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	7	(21)	(63)	10	(21)		(88)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	68.915	4.092	13.569	4.068	1.643	(492)	91.795
Attività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	68.915	4.092	13.569	4.068	1.643	(492)	91.795
Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	4.108	346	3.107	141	1.333		9.035
Passività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	20.164	3.836	6.272	2.380	3.890	(141)	36.401
Passività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	20.164	3.836	6.272	2.380	3.890	(141)	39.139
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	6.996	15	933	357	89	(14)	8.376
<b>2018</b>							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore a dedurre: ricavi infrasettori	25.744	14.807	46.483	8.218	1.588		
Ricavi da terzi	(15.801)	(2.876)	(395)	(534)	(1.412)		
Risultato operativo	9.943	11.931	46.088	7.684	176	75.822	
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(10.214)	387	(501)	340	(668)	211	9.993
Ammortamenti	235	53	274				
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	(6.152)	(226)	(399)	(182)	(59)	(21)	1.120
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	(1.025)	(6)	(193)	(50)	(18)	30	(6.988)
Radiazioni	299	79		48			1.292
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(97)	(1)	(2)				426
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	158	(2)	(67)	11	(168)		(68)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	63.051	4.642	13.099	4.008	1.103	(420)	85.483
Attività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	63.051	4.642	13.099	4.008	1.103	(420)	85.483
Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	4.972	355	275	139	1.303		7.044
Passività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	18.110	4.089	6.201	2.364	4.051	(275)	34.540
Passività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	18.110	4.089	6.201	2.364	4.051	(275)	32.760
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.901	26	877	238	94	(17)	9.119

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

## 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
<b>2020</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	17.228	4.159	3.174	4.485	16.360	33.341	857	79.604
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	1.198	152	119	441	1.267	1.443	24	4.644
<b>2019</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	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
<b>2018</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	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

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2020	2019	2018
Italia	14.717	23.312	25.279
Resto dell'Unione Europea	9.508	18.567	20.408
Resto dell'Europa	8.191	6.931	7.052
Americhe	2.426	3.842	5.051
Asia	4.182	8.102	9.585
Africa	4.842	8.998	8.246
Altre aree	121	129	201
	43.987	69.881	75.822

A seguito dell'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea avvenuta nel 2020, i ricavi nel Regno Unito dell'esercizio 2020 di €4.410 milioni sono compresi nell'area geografica Resto

dell'Europa mentre quelli dell'esercizio 2019 di €6.856 milioni e dell'esercizio 2018 di €6.268 milioni sono compresi nell'area geografica Unione Europea.

## 36 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

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

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e 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. Le uniche operazioni non esenti, esaminate e valutate positivamente in applicazione della procedura, con riferimento all'interesse della Società e alla convenienza e correttezza delle relative condizioni, riguardano: (i) la revisione di un contratto per servizi connessi ad infrastrutture di rete con Vodafone Italia SpA; (ii) il rinnovo di un contratto per lo sviluppo di contenuti editoriali per la rivista World Energy con l'Istituto Affari Internazionali. Entrambe le controparti sono correlate a Eni SpA per il tramite di due componenti 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

85776|563

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.

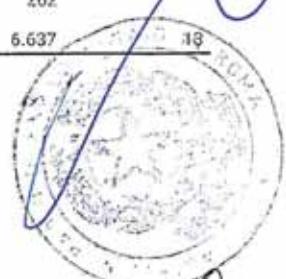
Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

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 2020" che si considera parte integrante delle presenti note.

#### RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2020			2020		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi (oneri) operativi	Altri proventi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co	6	52				201	
Angola LNG Supply Services Llc			165				
Coral FLNG SA	6		1.079	49			
Gas Distibution Company of Thessaloniki - Thessaly SA		13				52	
Gruppo Saipem	87	254	509	18	350		
Karachaganak Petroleum Operating BV	25	141				816	
Mellitah Oil & Gas BV	54	250		2	156		
Petrobel Belayim Petroleum Co	65	467				556	
Società Oleodotti Meridionali SpA	3	399		20	15		
Société Centrale Electrique du Congo SA	48			57			
Unión Fenosa Gas SA	11	4	57	9		(3)	
Vår Energi AS	39	190	456	85	1.126	(118)	
Altre <sup>(*)</sup>	72	24	1	66	167		
	416	1.794	2.267	306	3.439	(121)	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd			165				
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	112	1	1	11			
Altre	5	23	10	4	9		
	117	24	176	15	9		
	533	1.818	2.443	321	3.448	(121)	
Impresa controllata dallo Stato							
Gruppo Enel	104	165		51	551	86	
Gruppo Italgas	1	177		3	714		
Gruppo Snam	189	211		45	1.012		
Gruppo Terna	46	62		152	225	8	
GSE - Gestore Servizi Energetici	52	37		586	309	40	
Altre <sup>(*)</sup>	8	49		20	63		
	400	701		857	2.874	134	
Altri soggetti correlati	1	4		2	53		
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	87	52		19	262		
<b>Totale</b>	<b>1.021</b>	<b>2.575</b>	<b>2.443</b>	<b>1.199</b>	<b>6.637</b>	<b>18</b>	

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



Denominazione	(€ milioni)	31.12.2019			2019	
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Altri proventi Costi, (oneri) operativi
<b>Joint venture e imprese collegate</b>						
Agiba Petroleum Co	3	71	181			229
Angola LNG Supply Services Llc						
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 <sup>(*)</sup>	106	29	1	112	87	
	379	1.903	2.399	205	5.448	(1)
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>						
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)
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>						
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	
<b>Totale</b>	<b>1.104</b>	<b>2.841</b>	<b>2.596</b>	<b>1.252</b>	<b>9.173</b>	<b>19</b>

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

Denominazione	Denominazione	Denominazione	31.12.2018			2018		
			(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Altri proventi Costi (oneri) operativi
<b>Joint venture e imprese collegate</b>								
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 <sup>11</sup>			44	25		111	104	(26)
			236	2.048	2.392	335	4.513	11
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>								
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
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>								
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	
<b>Totale</b>			<b>864</b>	<b>3.750</b>	<b>2.588</b>	<b>1.391</b>	<b>8.005</b>	<b>319</b>

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

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 greggio 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;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della Società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa, la vendita di gas 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 la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- 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, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri bio-carburanti avanzati nel settore dei trasporti.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

→ costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €40 milioni;

→ contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €5 milioni e €1 milione.

## RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2020			2020	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				228		
Cardón IV SA	383				57	
Coral FLNG SA	288				22	1
Coral South FLNG DMCC				1.304		
Gruppo Saipem	2	167				6
Société Centrale Electrique du Congo SA	83				7	
Altre	15	12	1		27	18
	771	179	1.533		113	25
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	36	28			1	
	36	28			1	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre		11				1
		11				1
	807	218	1.533		114	26

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2019			2019	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
<b>Joint venture e imprese collegate</b>						
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
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>						
Altre	48	28			1	
	48	28			1	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>						
Altre	4	12				
	4	12				
<b>Totale</b>	<b>971</b>	<b>59</b>	<b>1.676</b>		<b>96</b>	<b>36</b>

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018			2018	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
<b>Joint venture e imprese collegate</b>						
Angola LNG Ltd				245		
Cardón IV SA	705	36			95	
Coral FLNG SA	108					
Coral South FLNG DMCC				1.397		
Shatskmoreneftegaz 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	201
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>						
Altre	49	25				
	49	25				
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>						
Gruppo Enel			64			
Altre			8			2
<b>Totale</b>	<b>964</b>	<b>661</b>	<b>1.664</b>		<b>115</b>	<b>283</b>

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);

ni 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); → le passività per beni in leasing verso il Gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione; → il finanziamento concesso alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo.

## INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

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

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	254	41	16,14	384	60	15,63
Crediti commerciali e altri crediti	10.926	802	7,34	12.873	704	5,47
Altre attività correnti	2.686	145	5,40	3.972	219	5,51
Altre attività finanziarie non correnti	1.008	766	75,99	1.174	911	77,60
Altre attività non correnti	1.253	74	5,91	871	181	20,78
Passività finanziarie a breve termine	2.882	52	1,80	2.452	46	1,88
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	849	54	6,36	889	5	0,56
Debiti commerciali e altri debiti	12.936	2.100	16,23	15.545	2.663	17,13
Altre passività correnti	4.872	452	9,28	7.146	155	2,17
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.169	112	2,69	4.759	8	0,17
Altre passività non correnti	1.877	23	1,23	1.611	23	1,43

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

(€ milioni)	2020			2019			2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	43.987	1.164	2,65	69.881	1.248	1,79	75.822	1.363	1,82
Altri ricavi e proventi	960	35	3,65	1.160	4	0,34	1.116	8	0,72
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(33.551)	(6.595)	19,66	(50.874)	(9.173)	18,03	(55.622)	(8.009)	14,40
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(226)	(6)	2,65	(432)	28	--	(415)	26	--
Costo lavoro	(2.863)	(36)	1,26	(2.996)	(28)	0,93	(3.093)	(22)	0,71
Altri proventi (oneri) operativi	(766)	13	--	287	19	6,62	129	319	--
Proventi finanziari	3.531	114	3,23	3.087	96	3,11	3.967	115	2,90
Oneri finanziari	(4.958)	(26)	0,52	(4.079)	(36)	0,88	(4.663)	(283)	6,07

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

(€ milioni)	2020			2019			2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi e proventi	1.199			1.252			1.391		
Costi e oneri	(5.789)			(6.869)			(5.210)		
Altri proventi (oneri) operativi	13			19			319		
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(136)			(839)			683		
Interessi	73			81			110		
Flusso di cassa netto da attività operativa	(4.640)			(6.356)			(2.707)		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(842)			(2.332)			(2.768)		
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(370)			(339)			20		
Variazione crediti finanziari	(160)			(241)			(566)		
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.372)			(2.912)			(3.314)		
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	164			(817)			16		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	164			(817)			16		
Totali flussi finanziari verso entità correlate	(5.848)			(10.085)			(6.005)		

85230 (569)

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

(€ milioni)	2020			2019			2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.822	(4.640)	-	12.392	(6.356)	-	13.647	(2.707)	-
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(4.587)	(1.372)	29,91	(11.413)	(2.912)	25,51	(7.536)	(3.314)	43,98
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	3.253	164	5,04	(5.841)	(817)	13,99	(2.637)	16	-

### 37 ALTRE INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI<sup>33</sup>

#### INFORMAZIONI SULLE SOCIETÀ CONTROLLATE CONSOLIDATE CON SIGNIFICATIVE INTERESSENZE DI TERZI

Nel 2020 e nel 2019 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi.

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interes-

senze di terzi al 31 dicembre 2020 è di €78 milioni (€61 milioni al 31 dicembre 2019).

#### MODIFICA DELL'INTERESSENZA PARTECIPATIVA SENZA PERDITA O ACQUISIZIONE DEL CONTROLLO

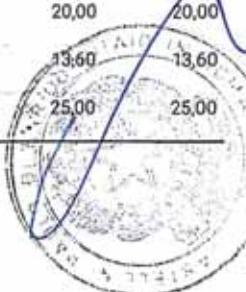
Nel 2020 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

Nel 2019 è stato acquisito il 10% della Windirect BV.

#### PRINCIPALI ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO E SOCIETÀ COLLEGATE AL 31 DICEMBRE 2020

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
<b>Joint venture</b>					
Vår Energi AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	69,85	69,85
Salpem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Corporate e società finanziarie	30,54	31,08
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Global Gas & LNG Portfolio	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	Eni gas e luce	49,00	49,00
<b>Joint operation</b>					
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
<b>Collegate</b>					
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

(33) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2020 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020" che costituisce parte integrante delle presenti note.



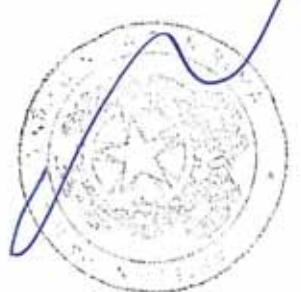
I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2020					
(€ 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	804	6.411	599	235	31	858
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	222	1.687	36		10	43
Attività non correnti	16.042	4.831	717	2.040	344	924
Totale attività	16.846	11.242	1.316	2.275	375	1.782
Passività correnti	189	4.903	311	262	38	1.022
- di cui passività finanziarie correnti	33	609	99		11	90
Passività non correnti	15.019	3.391	501	1.615	51	333
- di cui passività finanziarie non correnti	4.389	2.827	421	785	39	237
Totale passività	15.208	8.294	812	1.877	89	1.355
Net equity	1.638	2.948	504	398	286	427
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	69,85	31,08	50,00	50,00	49,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.144	908	242	199	140	180
Ricavi e altri proventi	2.450	7.408	854	612	62	286
Costi operativi	(980)	(6.980)	(805)	(453)	(19)	(304)
Ammortamenti e svalutazioni	(3.425)	(1.273)	(108)	(95)	(16)	(85)
Risultato operativo	(1.955)	(845)	(59)	64	27	(103)
Proventi (oneri) finanziari	31	(166)	(29)	(98)	(1)	(21)
Proventi (oneri) su partecipazioni		37	3			
Risultato ante imposte	(1.924)	(974)	(85)	(34)	26	(124)
Imposte sul reddito	603	(143)	(2)	(58)	(6)	(4)
Risultato netto	(1.321)	(1.117)	(87)	(92)	20	(128)
Altre componenti dell'utile complessivo	(273)	46	(33)	(35)		(25)
Totale utile (perdita) complessivo	(1.594)	(1.071)	(120)	(127)	20	(153)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(918)	(354)	(68)	(46)	10	(93)
Dividendi percepiti dalla joint venture	274	3			9	10

85266/571 311

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 (perdita) 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



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:

	2020			
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.391	618	133	623
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	97	428	83	303
Attività non correnti	17.938	8.633	4.777	4.072
Totale attività	19.329	9.251	4.910	4.695
Passività correnti	4.897	424	172	656
- di cui passività finanziarie correnti	4.404	101		263
Passività non correnti	2.757	1.187	4.186	3.068
- di cui passività finanziarie non correnti	456	999	4.186	2.928
Totale passività	7.654	1.611	4.358	3.724
Net equity	11.675	7.640	552	971
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.335	1.039	138	321
Ricavi e altri proventi	11.933	976	1	954
Costi operativi	(12.370)	(548)		(917)
Ammortamenti e svalutazioni	(851)	(508)		(75)
Risultato operativo	(1.288)	(80)	1	(38)
Proventi (oneri) finanziari	(91)	(96)	(11)	(13)
Proventi (oneri) su partecipazioni				16
Risultato ante imposte	(1.379)	(176)	(10)	(35)
Imposte sul reddito	4		2	(9)
Risultato netto	(1.375)	(176)	(8)	(44)
Altre componenti dell'utile complessivo	(1.101)	(710)	(48)	(60)
Totale utile (perdita) complessivo	(2.476)	(886)	(56)	(104)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(275)	(24)	(2)	(26)
Dividendi percepiti dalla collegata				13

85269 | 573

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 (perdita) complessivo	(105)	505	1	55
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(9)	47	(2)	22
Dividendi percepiti dalla collegata	46			15

## 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<sup>34</sup>. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore<sup>35</sup> di joint venture non incorporate<sup>36</sup>, costituite per la gestione di progetti petroliferi, ciascuna erogazione effettuata direttamente da Eni è riportata nel suo ammontare pieno, indipendentemente dalla circostanza che Eni sia rimborsata proporzionalmente dai partner non operatori attraverso il meccanismo dell'addebito dei costi (cash-call).

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, non-

ché 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<sup>37</sup>. 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 2020, 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.

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

(35) Nei progetti petroliferi, l'operatore è il soggetto che in forza degli accordi contrattuali gestisce le attività estrattive e in tale ruolo esegue i pagamenti dovuti.

(36) Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.

(37) 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.

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 Policlinico Agostino Gemelli IRCCS	7.500.000
Fondazione Eni Enrico Mattei	4.956.727
Fondazione Teatro alla Scala	3.094.416
Eni Foundation	1.343.000
ASL Taranto	1.084.286
ASL Brindisi	1.023.763
AOR S. Carlo Potenza	899.067
Dipartimento della Protezione Civile	662.500
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Policlinico San Donato <sup>(*)</sup>	442.935
The Halo Trust	280.259
ASP Siracusa	279.185
WEF - World Economic Forum	278.707
AUSL Ravenna	194.974
World Food Programme	183.883
AOU Ospedali Riuniti Ancona	162.697
Torino World Affairs Institute (Twai)	150.000
IRCCS Ospedale Sacro Cuore Don Calabria di Negrar (Verona)	132.500
ASST Bergamo	117.110
ASP Ragusa	113.293
ASP Caltanissetta	109.578
Council on Foreign Relations	101.509
Atlantic Council of the United States, Inc.	93.375
Ajuda de Desenvolvimento de Povo para Povo (ADPP)	87.581
ONG Volontariato Internazionale per lo Sviluppo (VIS)	87.581
World Business Council for Sustainable Development	75.811
Casa di cura Villa Erbosa-Bologna <sup>(*)</sup>	71.200
Associazione Pionieri e Veterani Eni	63.500
ETI - Extractive Industries Transparency Initiative	55.445
Bruegel	50.000
Fondazione COTEC - Fondazione per l'Innovazione	50.000
Famiglia di un dipendente scomparso	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Comunità Frontiera Onlus	40.000
Istituti Ospedalieri Bergamaschi - Policlinico San Pietro <sup>(*)</sup>	38.470
Istituti Ospedalieri Bergamaschi - Policlinico San Marco <sup>(*)</sup>	37.500
Istituti Ospedalieri Bresciani - Istituto Clinico San Rocco <sup>(*)</sup>	35.600
Aspen Institute Italia	35.000
italiadecide	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
ASP Messina	34.155
Center For Strategic & International Studies	32.406
Fondazione Italia Cina	30.002
ASL Latina	26.300
AOU Sassari	25.970
CENSIS - Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali	25.000
Istituto Clinico Beato Matteo <sup>(*)</sup>	24.000
Institute for Human Rights and Business (IHRB)	22.353
Associazione CIVITA	22.000
Associazione Italiana Sclerosi Laterale Amiotrofica (AISLA ONLUS)	22.000
Council of the Americas	21.862
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Human Foundation	20.000
Global Reporting Initiative	20.000
Associazione CILLA Liguria	20.000
AMICAL	15.428
ASST Mantova Ospedale Carlo Poma	12.985
AULSS 3 Venezia Mestre	12.985

(\*) Il totale delle erogazioni concesse al Gruppo San Donato (GSD) è pari a €661.805. Tale valore include anche le erogazioni singolarmente inferiori alla soglia di €10.000.

85266 | 575

*reduzione*

### 39 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

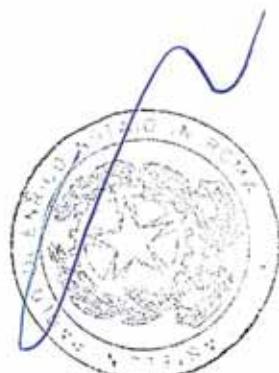
Nel 2020, 2019 e 2018 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

### 40 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Nel 2020, 2019 e 2018 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

### 41 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio ad eccezione di quanto già illustrato nelle note precedenti.

*[Signature]**[Signature]*

## 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-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2020</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Attività relative a riserve certe	18.456	6.465	14.596	19.081	39.848	11.278	10.662	14.567	1.359	136.312
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	311	454	33	2.163	10	1.411	896	179	5.477
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	300	20	1.424	216	1.226	109	34	20	11	3.360
Immobilizzazioni in corso	671	147	1.094	193	2.551	1.064	1.469	458	39	7.686
Costi capitalizzati lordi	19.147	6.943	17.568	19.523	45.788	12.461	13.576	15.941	1.588	152.835
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.565)	(5.597)	(12.793)	(12.161)	(32.248)	(2.839)	(9.003)	(12.612)	(805)	(103.623)
Costi capitalizzati netti società consolidate <sup>(a)</sup>	3.882	1.346	4.775	7.362	13.540	9.622	4.573	3.329	783	49.212
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Attività relative a riserve certe	11.466		68		1.384			1.833		14.751
Attività relative a riserve probabili e possibili	2.131						11			2.142
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	23		8					6		37
Immobilizzazioni in corso	1.566		9		17			209		1.801
Costi capitalizzati lordi	15.186		85		1.401		11	2.046		18.731
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.196)		(59)		(343)			(1.076)		(7.674)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate <sup>(a)</sup>	8.990		26		1.058		11	972		11.057
<b>2019</b>										
<b>Società consolidate</b>										
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 <sup>(a)</sup>	4.076	1.416	6.123	8.430	16.265	10.758	4.968	3.906	855	56.797
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
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 <sup>(a)</sup>	9.160		25		1.203		12	1.099		11.499

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €843 milioni nel 2020 e €828 milioni nel 2019 per le società consolidate e per €170 milioni nel 2020 e €166 milioni nel 2019 per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione a fair value degli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

85266 | 577

## 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-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2020</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				55	2					57
Costi di ricerca	19	20	69	67	61	7	176	63	1	483
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	472	235	278	422	620	196	1.024	437	10	3.694
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>491</b>	<b>255</b>	<b>402</b>	<b>491</b>	<b>681</b>	<b>203</b>	<b>1.200</b>	<b>500</b>	<b>11</b>	<b>4.234</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		47								47
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	1.481		3		6			14		1.504
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>	<b>1.528</b>	<b></b>	<b>3</b>	<b></b>	<b>6</b>	<b></b>	<b></b>	<b>14</b>	<b></b>	<b>1.551</b>
<b>2019</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
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 <sup>(a)</sup>	1.098	230	749	1.589	1.959	481	1.199	879	43	8.227
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>1.118</b>	<b>292</b>	<b>985</b>	<b>1.684</b>	<b>2.165</b>	<b>496</b>	<b>1.454</b>	<b>1.226</b>	<b>82</b>	<b>9.502</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				1.054						1.054
Costi di ricerca				1.178						1.178
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	125				(1)					124
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate<sup>(b)</sup></b>	<b>1.574</b>	<b></b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b></b>	<b></b>	<b>37</b>	<b></b>	<b></b>	<b>1.620</b>
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate<sup>(c)</sup></b>	<b>3.931</b>	<b></b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b></b>	<b></b>	<b>(1)</b>	<b>37</b>	<b></b>	<b>3.976</b>
<b>2018</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili								382		382
Costi di ricerca	26	106	43	102	66	3	182	215	7	750
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	382	557	445	2.216	1.379	92	589	340	36	6.036
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>408</b>	<b>663</b>	<b>488</b>	<b>2.318</b>	<b>1.445</b>	<b>95</b>	<b>1.640</b>	<b>555</b>	<b>43</b>	<b>7.655</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili								103		
Costi di ricerca			2						103	
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>			3					(16)		
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>	<b></b>	<b></b>	<b>5</b>	<b></b>	<b></b>	<b></b>	<b>103</b>	<b>(16)</b>	<b></b>	<b>92</b>

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €516 milioni nel 2020, costi per €2.069 milioni nel 2019 e decrementi per €517 milioni nel 2018.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €424 milioni nel 2020, costi per €838 milioni nel 2019 e decrementi per €22 milioni nel 2018.

(c) Include l'allocazione a fair value del prezzo pagato per gli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.



## 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 interassi 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-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
<b>Società consolidate</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	799	334	616		2.315	788	1.333	434	1	6.620
- vendite a terzi		53	1.610	2.478	784	547	179	204	109	5.964
<b>Totale ricavi</b>	<b>799</b>	<b>387</b>	<b>2.226</b>	<b>2.478</b>	<b>3.099</b>	<b>1.335</b>	<b>1.512</b>	<b>638</b>	<b>110</b>	<b>12.584</b>
<b>Costi di produzione</b>	<b>(332)</b>	<b>(139)</b>	<b>(371)</b>	<b>(367)</b>	<b>(782)</b>	<b>(246)</b>	<b>(236)</b>	<b>(272)</b>	<b>(17)</b>	<b>(2.762)</b>
<b>Costi di trasporto</b>	<b>(4)</b>	<b>(30)</b>	<b>(39)</b>	<b>(11)</b>	<b>(21)</b>	<b>(164)</b>	<b>(4)</b>	<b>(12)</b>		<b>(285)</b>
<b>Imposte sulla produzione</b>	<b>(111)</b>		<b>(135)</b>		<b>(295)</b>		<b>(133)</b>	<b>(13)</b>		<b>(687)</b>
<b>Costi di ricerca</b>	<b>(19)</b>	<b>(14)</b>	<b>(124)</b>	<b>(56)</b>	<b>(77)</b>	<b>(3)</b>	<b>(104)</b>	<b>(112)</b>	<b>(1)</b>	<b>(510)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni<sup>(a)</sup></b>	<b>(1.149)</b>	<b>(252)</b>	<b>(1.158)</b>	<b>(848)</b>	<b>(2.187)</b>	<b>(454)</b>	<b>(1.070)</b>	<b>(678)</b>	<b>(65)</b>	<b>(7.861)</b>
<b>Altri (oneri) proventi</b>	<b>(255)</b>	<b>(45)</b>	<b>(360)</b>	<b>(204)</b>	<b>25</b>	<b>(153)</b>	<b>(90)</b>	<b>(71)</b>	<b>6</b>	<b>(1.147)</b>
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>(1.071)</b>	<b>(93)</b>	<b>39</b>	<b>992</b>	<b>(238)</b>	<b>315</b>	<b>(125)</b>	<b>(520)</b>	<b>33</b>	<b>(668)</b>
<b>Imposte sul risultato</b>	<b>219</b>	<b>69</b>	<b>(671)</b>	<b>(519)</b>	<b>(33)</b>	<b>(134)</b>	<b>(193)</b>	<b>86</b>	<b>(11)</b>	<b>(1.187)</b>
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate</b>	<b>(652)</b>	<b>(24)</b>	<b>(632)</b>	<b>473</b>	<b>(271)</b>	<b>181</b>	<b>(318)</b>	<b>(434)</b>	<b>22</b>	<b>(1.055)</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		862								862
- vendite a terzi	782		10		131			307		1.230
<b>Totale ricavi</b>	<b>1.644</b>		<b>10</b>		<b>131</b>			<b>307</b>		<b>2.092</b>
<b>Costi di produzione</b>	<b>(350)</b>		<b>(7)</b>		<b>(23)</b>			<b>(18)</b>		<b>(398)</b>
<b>Costi di trasporto</b>	<b>(161)</b>		<b>(1)</b>		<b>(11)</b>					<b>(173)</b>
<b>Imposte sulla produzione</b>			<b>(2)</b>		<b>(3)</b>			<b>(76)</b>		<b>(81)</b>
<b>Costi di ricerca</b>		<b>(35)</b>								<b>(35)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(1.163)</b>		<b>(1)</b>		<b>(69)</b>			<b>(50)</b>		<b>(1.283)</b>
<b>Altri (oneri) proventi</b>	<b>(90)</b>		<b>(1)</b>		<b>(35)</b>		<b>(2)</b>	<b>(146)</b>		<b>(274)</b>
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>(155)</b>		<b>(2)</b>		<b>(10)</b>		<b>(2)</b>	<b>17</b>		<b>(152)</b>
<b>Imposte sul risultato</b>	<b>469</b>		<b>1</b>					<b>(29)</b>		<b>441</b>
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate</b>	<b>314</b>		<b>(1)</b>		<b>(10)</b>		<b>(2)</b>	<b>(12)</b>		<b>289</b>

(a) Include svalutazioni nette per €1.865 milioni.

85263/579

319

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2019</b>										
<b>Società consolidate</b>										
<b>Ricavi:</b>										
- 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
<b>Totale ricavi</b>	<b>1.493</b>	<b>648</b>	<b>5.165</b>	<b>3.715</b>	<b>5.520</b>	<b>1.961</b>	<b>2.516</b>	<b>1.005</b>	<b>232</b>	<b>22.255</b>
<b>Costi di produzione</b>	<b>(391)</b>	<b>(181)</b>	<b>(520)</b>	<b>(330)</b>	<b>(847)</b>	<b>(255)</b>	<b>(256)</b>	<b>(273)</b>	<b>(43)</b>	<b>(3.096)</b>
<b>Costi di trasporto</b>	<b>(5)</b>	<b>(31)</b>	<b>(60)</b>	<b>(10)</b>	<b>(39)</b>	<b>(158)</b>	<b>(4)</b>	<b>(15)</b>		<b>(322)</b>
<b>Imposte sulla produzione</b>	<b>(183)</b>		<b>(263)</b>		<b>(483)</b>		<b>(252)</b>	<b>(7)</b>	<b>(6)</b>	<b>(1.194)</b>
<b>Costi di ricerca</b>	<b>(25)</b>	<b>(51)</b>	<b>(30)</b>	<b>(10)</b>	<b>(90)</b>	<b>(39)</b>	<b>(170)</b>	<b>(31)</b>	<b>(43)</b>	<b>(489)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni<sup>(a)</sup></b>	<b>(944)</b>	<b>(201)</b>	<b>(839)</b>	<b>(978)</b>	<b>(3.060)</b>	<b>(444)</b>	<b>(820)</b>	<b>(607)</b>	<b>(97)</b>	<b>(7.990)</b>
<b>Altri (oneri) proventi</b>	<b>(337)</b>	<b>(16)</b>	<b>(452)</b>	<b>(433)</b>	<b>(502)</b>	<b>(71)</b>	<b>(76)</b>	<b>(86)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1.974)</b>
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>(392)</b>	<b>168</b>	<b>3.001</b>	<b>1.954</b>	<b>499</b>	<b>994</b>	<b>938</b>	<b>(14)</b>	<b>42</b>	<b>7.190</b>
<b>Imposte sul risultato</b>	<b>148</b>	<b>(11)</b>	<b>(2.561)</b>	<b>(839)</b>	<b>(268)</b>	<b>(326)</b>	<b>(719)</b>	<b>(5)</b>	<b>(31)</b>	<b>(4.612)</b>
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate<sup>(b)</sup></b>	<b>(244)</b>	<b>157</b>	<b>440</b>	<b>1.115</b>	<b>231</b>	<b>668</b>	<b>219</b>	<b>(19)</b>	<b>11</b>	<b>2.578</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
<b>Ricavi:</b>										
- vendite a imprese consolidate		1.080								1.080
- vendite a terzi		677	15		207			315		1.214
<b>Totale ricavi</b>	<b>1.757</b>		<b>15</b>		<b>207</b>			<b>315</b>		<b>2.294</b>
<b>Costi di produzione</b>	<b>(336)</b>		<b>(8)</b>		<b>(24)</b>			<b>(25)</b>		<b>(393)</b>
<b>Costi di trasporto</b>	<b>(84)</b>		<b>(1)</b>		<b>(11)</b>					<b>(96)</b>
<b>Imposte sulla produzione</b>				<b>(2)</b>		<b>(7)</b>			<b>(81)</b>	<b>(90)</b>
<b>Costi di ricerca</b>		<b>(47)</b>								<b>(47)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>		<b>(722)</b>		<b>(1)</b>		<b>(70)</b>			<b>(51)</b>	<b>(844)</b>
<b>Altri (oneri) proventi</b>		<b>(237)</b>		<b>(1)</b>		<b>(28)</b>		<b>(3)</b>	<b>(133)</b>	<b>(402)</b>
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>331</b>		<b>2</b>		<b>67</b>		<b>(3)</b>	<b>25</b>		<b>422</b>
<b>Imposte sul risultato</b>		<b>(179)</b>		<b>(2)</b>					<b>(54)</b>	<b>(235)</b>
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate</b>		<b>152</b>				<b>67</b>		<b>(3)</b>	<b>(29)</b>	<b>187</b>

(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 ritenere 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.



(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
<b>Società consolidate</b>										
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
<b>Totale ricavi</b>	<b>2.120</b>	<b>3.234</b>	<b>5.018</b>	<b>3.207</b>	<b>5.531</b>	<b>1.909</b>	<b>2.395</b>	<b>984</b>	<b>194</b>	<b>24.592</b>
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 <sup>(a)</sup>	(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)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>791</b>	<b>1.662</b>	<b>3.631</b>	<b>1.797</b>	<b>420</b>	<b>1.047</b>	<b>822</b>	<b>17</b>	<b>68</b>	<b>10.255</b>
Imposte sul risultato	(170)	(1.070)	(2.494)	(542)	(264)	(308)	(678)	7	(26)	(5.545)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di Idrocarburi società consolidate</b>	<b>621</b>	<b>592</b>	<b>1.137</b>	<b>1.255</b>	<b>156</b>	<b>739</b>	<b>144</b>	<b>24</b>	<b>42</b>	<b>4.710</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15		257		6	420		698
<b>Totale ricavi</b>			<b>15</b>		<b>257</b>		<b>6</b>	<b>420</b>		<b>698</b>
Costi di produzione			(7)		(34)		(2)	(36)		(79)
Costi di 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)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>(7)</b>	<b>5</b>			<b>366</b>		<b>(259)</b>	<b>(76)</b>		<b>29</b>
Imposte sul risultato			(3)				(2)	(35)		(40)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate</b>	<b>(7)</b>	<b>2</b>			<b>366</b>		<b>(261)</b>	<b>(111)</b>		<b>(11)</b>

(a) include svalutazioni nette per €726 milioni.

85265 | 581

## RISERVE CERTE 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 2020 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 41 \$/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<sup>(38)</sup> 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<sup>(39)</sup>. 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 infor-

mazioni. 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 2020 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare, nel 2020 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 36%<sup>(40)</sup> delle riserve Eni al 31 dicembre 2020.<sup>(41)</sup>

Nel triennio 2018-2020 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2020 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Balder in Norvegia e Merakes in Indonesia.

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%, 57% e il 61% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2020, 2019 e 2018. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 4%, il 3% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2020, 2019 e 2018.

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 3%, il 4% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2020, 2019 e 2018; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 63.338 milioni di metri cubi nel

(38) 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 Générale de Surveillance.

(39) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2020".

(40) Il 36% sale a 37% considerando anche la certificazione di A-LNG (riserve certe pari a 87 Mboe) condotta da Gaffney Cline per gli shareholders del Consorzio A-LNG (Eni 13,6%).

(41) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

2020 (66.024 milioni e 69.978 milioni rispettivamente nel 2019 e 2018); (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.

## RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020 ammontano a 2.005 milioni di boe, di cui 1.064 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 141 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate

possiedono riserve certe non sviluppate per 837 milioni di barili di liquidi e 133 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)	
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2019	2.114
Promozioni	(206)
Nuove scoperte ed estensioni	40
Revisioni di precedenti stime	53
Miglioramenti da recupero assistito	4
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020	2.005

Nel 2020 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 109 milioni di boe, incluso l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione gas pari a +18 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono diminuite di 114 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono aumentate di 5 milioni di boe).

Le principali variazioni sono riferite a:

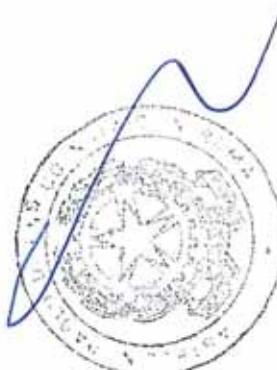
- (i) progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-206 milioni di boe) a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Zohr in Egitto (79 mmboe), di Zubair in Iraq (34 mmboe), al progetto Area 1 in Messico (17 mmboe), alla concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti (16 mmboe) e al campo di Karachaganak in Kazakistan (14 mmboe);
- (ii) nuove scoperte ed estensioni pari +40 milioni di boe, di cui 33 milioni di barili di olio e 1 miliardo di metri cubi di gas naturale. L'incremento di 33 milioni di barili è relativo principalmente alla decisione finale d'investimento dei progetti Breidablikk in Norvegia (30 mmboe) e Pegasus negli Stati Uniti (3 mmboe). L'incremento di 1 miliardo di

metri cubi è relativo al giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti;

- (iii) revisioni di precedenti stime (+53 milioni di boe, incluso l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione di gas), di cui 24 milioni di barili di olio e circa 2 miliardi di metri cubi di gas. Le revisioni positive per 319 milioni di boe sono principalmente riferite a maggiori entitlements nei giacimenti Zubair in Iraq (47 mmboe), Karachaganak in Kazakistan (37 mmboe) e Area 1 in Messico (32 mmboe), nonché all'avanzamento dell'attività di sviluppo presso Zohr in Egitto (37 mmboe), nel campo Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti (27 mmboe) e Merakes in Indonesia (44 mmboe). Le revisioni negative di 266 milioni di boe sono riferite principalmente a effetti prezzo negativi relativi all'Area A ed E in Libia (-41 mmboe), Belayim e Abu Rudeis in Egitto (-45 mmboe), a minori performance dei progetti Tuomo West (-33 mmboe), Val d'Agrì in Italia (-23 mmboe), Cafc/Mle in Algeria (-15 mmboe), Grane in Norway (-12 mmboe), Nasr negli Emirati Arabi Uniti (-6 mmboe), Front Runner negli USA (-6 mmboe), M'boundi in Congo (-5 mmboe), Blacktip in Australia (-4 mmboe);
- (iv) miglioramenti da recupero assistito (4 milioni di boe) riferiti principalmente al campo di Burun in Turkmenistan.

## RISERVE CERTE DI PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America e Oceania	Australia e Oceania	Totale
<b>2020</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
di cui: sviluppate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
non sviluppate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	1	1	(44)	(14)	10	100	114	16		184
Miglioramenti di recupero assistito							5			5
Estensioni e nuove scoperte							1	4		5
Produzione	(17)	(8)	(41)	(23)	(80)	(41)	(32)	(21)		(263)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
di cui: sviluppate		219	12		7			31		269
non sviluppate		205			3					208
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(11)			9					(2)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		30								30
Produzione		(43)			(1)			(1)		(45)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
Riserve al 31 dicembre 2020	178	434	395	227	642	805	579	254	1	3.515
Sviluppate	146	207	255	172	484	716	297	173	1	2.451
consolidate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
joint venture e collegate		176	12		15			30		233
Non sviluppate	32	227	140	55	158	89	282	81		1.064
consolidate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
joint venture e collegate		224			3					227



(milioni di barili)	Resto Italia	d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2019</b>										
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
Revisioni di precedenti stime	5	1	37	10	46	79	45	(16)	(4)	203
Miglioramenti di recupero assistito				2	21		2	9		34
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione	(19)	(8)	(62)	(27)	(90)	(37)	(32)	(20)		(295)
Cessioni <sup>(a)</sup>					(1)					(30)
Riserva 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										6
Estensioni e nuove scoperte		6								
Produzione		(27)		(1)		(2)			(1)	(31)
Cessioni		(6)								(6)
Riserva 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 Mbce 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.

85203 (585)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2018</b>										
<b>Società consolidate</b>										
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
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
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			(1)		(1)			(3)		(5)
Produzione										
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

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2018 al 2020 sono discusse di seguito.

## SOCIETÀ CONSOLIDATE

### Acquisizioni

Nel 2018 l'acquisto di riserve certe (319 milioni di barili) è relativo principalmente all'ingresso nei due Concession Agreement di Lower Zakum e di Umm Shaif e Nasr in Abu Dhabi.

Nel 2019 l'acquisto di riserve certe (29 milioni di barili) è relativo all'acquisizione del 100% del giacimento produttivo Ooguruk in Alaska.

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

### Revisioni di precedenti stime

Nel 2018 le revisioni di precedenti stime di 86 milioni di barili sono riferite principalmente: a variazioni positive nei progetti Meleihha in Egitto, Struttura E in Libia e Nikaitchuq negli Stati Uniti; variazioni negative in Karachaganak in Kazakistan e in Zubair in Iraq.

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime sono pari a 203 milioni di barili e riguardano principalmente: (i) revisioni positive di 79

milioni di barili in Kazakistan e riguardano l'avanzamento nelle attività di sviluppo dei giacimenti Kashagan e Karachaganak; (ii) revisioni positive di 37 milioni di barili in Africa Settentrionale riferite principalmente allo sviluppo del progetto Berkine North in Algeria e minori contributi dallo sviluppo di progetti in Libia; (iii) revisioni positive di 46 milioni di barili in Africa Sub-Saharan e relative all'avanzamento delle attività di sviluppo di progetti in Nigeria e Angola; e (iv) revisioni positive di 45 milioni di barili nel Resto dell'Asia essenzialmente per effetto entitlement.

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono pari a 184 milioni di barili.

Le revisioni positive di 100 milioni di barili in Kazakistan sono riferite principalmente a maggiori entitlements e all'avanzamento delle attività di sviluppo.

Nel resto dell'Asia le revisioni positive di 114 milioni sono dovute a maggiori entitlements in Iraq (74 mmbbl) e all'avanzamento di progetti quali la concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti (37 mmbbl).

Le revisioni positive di 10 milioni di barili in Africa Sub-Saharan sono dovute a maggiori entitlements in Nigeria (14 mmbbl), Angola (8 mmbbl) e Ghana (3 mmbbl), compensate da revisioni negative dei giacimenti Loango e Zatchi in Congo (-18 mmbbl).

In America le revisioni positive di 16 milioni di barili sono dovute a maggiori entitlements in Messico (25 mmbbl), parzialmente compensati dalla rimozione di riserve non economiche negli USA (-9 mmbbl).

In Egitto le revisioni negative di 14 milioni sono dovute principalmente al progetto Abu Rudeis.

In Africa Settentrionale 44 milioni di revisioni negative sono dovute all'effetto prezzo e al taglio degli investimenti principalmente in Libia (-30 mmbbl) e in Algeria (-17 mmbbl).

#### Miglioramenti da recupero assistito

Nel 2018 i miglioramenti da recupero assistito di 13 milioni di barili sono riferiti principalmente ad Egitto ed Iraq.

Nel 2019 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Nel 2020 i miglioramenti da recupero assistito di 5 milioni di barili sono riferiti al progetto Burun in Turkmenistan.

#### Estensioni e nuove scoperte

Nel 2018 le nuove scoperte ed estensioni di 100 milioni di barili sono riferite principalmente per 85 milioni di barili al sanzionamento della decisione finale di investimento del progetto operato di Area1 in Messico.

Nel 2019 le nuove scoperte ed estensioni di 34 milioni di barili sono riferite essenzialmente per 21 milioni di barili alla decisione finale d'investimento del progetto Assa North in Nigeria e alla scoperta di Agogo nel Blocco operato 15/06 in Angola nonché all'avanzamento delle attività in Nikaitchuq negli Stati Uniti.

Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 5 milioni di barili nei campi Pegasus e Front Runner negli Stati Uniti e Mahani negli Emirati Arabi Uniti.

#### Cessioni

Nel 2018 le cessioni di 279 milioni di barili fanno riferimento alla business combination tra Eni Norge AS e Point Resources AS. Il contratto di fusione prevedeva la cessione delle riserve della prima controllata Eni Norge nell'ambito della business combination con Point Resources e l'acquisizione di Eni della quota delle riserve detenute dalla joint venture Vår Energi, partecipata da Eni con una quota del 70%. La fusione non ha prodotto effetti significativi in quanto le riserve cedute in relazione alla perdita del controllo sulla ex controllata Eni Norge erano compensate dall'acquisizione dell'interessenza di Eni nelle riserve dell'entità valutata con il patrimonio netto. Nel 2019 le cessioni di 29 milioni di barili sono relative per

28 milioni di barili alla cessione dell'intera quota degli asset produttivi in Ecuador.

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

#### SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE

##### Acquisizioni

Nel 2018 le acquisizioni di 297 milioni di barili fanno riferimento al citato progetto di fusione in Norvegia con la creazione di Vår Energi.

Nel 2019 le acquisizioni di 109 milioni di barili fanno riferimento all'acquisizione di asset di ExxonMobil in Norvegia da parte della joint venture Vår Energi.

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

##### Revisioni di precedenti stime

Nel 2018 le revisioni di precedenti stime negative per 95 milioni di barili includono il declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario in Venezuela (-96 milioni di barili) a causa del deterioramento del contesto operativo locale.

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime positive per 42 milioni di barili sono riferite principalmente all'area Resto d'Europa (45 milioni di barili) a seguito delle attività di sviluppo del progetto Balder X in Norvegia.

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 2 milioni di barili. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (11 milioni di barili) nei campi di Ringhorne East ed Ekofisk in Norvegia per effetto prezzo sono state compensate dalla revisione positiva in Africa Sub-Sahariana (9 milioni di barili) relativa essenzialmente al progetto Angola LNG per migliori performance.

#### Estensioni e nuove scoperte

Nel 2018 non si sono registrate estensioni e nuove scoperte.

Nel 2019 le estensioni e nuove scoperte di 6 milioni di barili sono riferite allo sviluppo del giacimento Trestakk in Norvegia.

Nel 2020 le estensioni e nuove scoperte di 30 milioni di barili sono riferite alla decisione finale di investimento del progetto Bredablikk in Norvegia.

#### Cessioni

Nel 2018 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2019 le cessioni di 6 milioni di barili sono relative alla cessione di asset minori in Norvegia.

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

85260/587

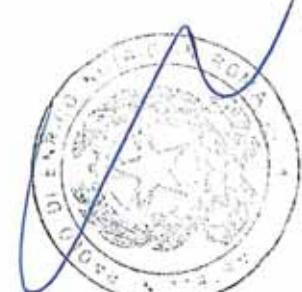
## RISERVE CERTE DI GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
<i>Società consolidate</i>										
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
di cui: sviluppate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.718	341.788
non sviluppate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(8.155)	132	(7.347)	(1.834)	238	3.902	10.086	(925)	13	(3.890)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			12	168			1.524	107		1.811
Produzione <sup>(a)</sup>	(3.281)	(1.648)	(7.861)	(12.468)	(7.036)	(2.924)	(4.821)	(1.006)	(943)	(41.988)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
<i>Società in joint venture e collegate</i>										
Riserve al 31 dicembre 2019	21.869		388		8.155			46.661		77.073
di cui: sviluppate	16.914		388		2.520			46.661		66.483
non sviluppate	4.955				5.635					10.590
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(3.638)		22		3.200			(325)		(741)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione <sup>(b)</sup>	(3.783)		(31)		(1.024)			(2.187)		(7.025)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	14.448		379		10.331			44.149		69.307
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	20.330	62.715	132.859	119.728	56.725	44.992	49.110	13.420	509.741
Sviluppate	7.934	17.245	29.086	127.730	54.411	56.725	19.094	47.224	8.927	368.376
consolidate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
joint venture e collegate		11.756	379		4.830			44.149		61.114
Non sviluppate	1.928	3.005	33.629	5.129	65.317		25.898	1.886	4.493	141.365
consolidate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
joint venture e collegate		2.692			5.501					8.193

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.318 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 441 Mscm.

M. Calvano



M.C.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2019</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.445	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	317.199
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					2.215		7.775	102		10.136
Estensioni e nuove scoperte		44								
Produzione <sup>(a)</sup>	(3.890)	(1.805)	(11.877)	(15.596)	(5.928)	(2.815)	(5.612)	(691)	(1.027)	(49.241)
Cessioni <sup>(b)</sup>					(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
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
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										(51)
Estensioni e nuove scoperte		(51)								(51)
Produzione <sup>(a)</sup>		(1.885)		(35)		(1.006)		(1.985)		(4.911)
Cessioni		(5)								(5)
Riserve al 31 dicembre 2019	21.069		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 volumi destinati all'autoconsumo per 6.538 Mscm.

(b) 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.

(c) Include volumi destinati all'autoconsumo per 315 Mscm.

8528 | 589

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2018</b>										
<b>Società consolidate</b>										
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										
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			188		5.797	2.165		2
Estensioni e nuove scoperte	2.446									10.596
Produzione <sup>(a)</sup>	(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)
Riserva al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
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							(19)			(19)
Estensioni e nuove scoperte						(922)		(22)	(2.291)	(3.281)
Produzione <sup>(b)</sup>			(46)					(19)		
Cessioni										
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

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.287 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 239 Mscm.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2018 al 2020 sono discusse di seguito.

## SOCIETÀ CONSOLIDATE

### Acquisizioni

Nel 2018 le acquisizioni di 1.966 milioni di metri cubi sono riferite essenzialmente all'ingresso nei due Concession Agreement in Abu Dhabi come discusso precedentemente.

Nel 2019 le acquisizioni sono pari a 207 milioni di metri cubi e si riferiscono all'acquisizione di Ooguruk in Alaska.

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

### Revisioni di precedenti stime

Nel 2018 le revisioni di precedenti stime sono positive per 78.031 milioni di metri cubi e si riferiscono principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo in Egitto (63.365 milioni di metri cubi) nei progetti Zohr e Nidoco NW.

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime sono positive per 34.751 milioni di metri cubi e si riferiscono principalmente

a: (i) Africa Sub-Saharan per 21.166 milioni di metri cubi a seguito della decisione finale d'investimento per l'espansione dell'impianto di GNL di Bonny in Nigeria (Eni 10,4%); (ii) Egitto per 13.223 milioni di metri cubi a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo del giacimento Zohr e di altri progetti minori; e (iii) Africa Settentrionale (7.547 milioni di metri cubi) per lo sviluppo del progetto Berkine North in Algeria. Le revisioni negative di 8.770 milioni di metri cubi in Italia sono riferite alla variazione dei prezzi gas di produzione con conseguenti effetti negativi sull'economicità dei profili di produzione.

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 3.890 milioni di metri cubi principalmente in: (i) Italia (-8.155 milioni di metri cubi) riferito essenzialmente ai progetti Hera Lacina-Linda, Cervia-Arianna, Luna, Annamaria, Val d'Agri e Porto Garibaldi-Agostino e altri campi gas in Adriatico per effetto prezzo; e (ii) Africa Settentrionale (-7.347 milioni di metri cubi) principalmente nei progetti in Libia (-8.132 milioni di metri cubi) in particolare nei campi di Bahr Essalam ed Area E per effetto prezzo e vari campi in Algeria (522 milioni di metri cubi); iii) Egitto -1.834 milioni di metri cubi revisioni

sul campo di Tuna e sul campo di Zohr per l'effetto prezzo; iv) America -925 milioni di metri cubi per effetto prezzo su vari campi a gas negli Stati Uniti (-2.215 milioni di metri cubi) principalmente i campi dell'area Alliance parzialmente compensati dall'area Area 1 in Mexico (1.291 milioni di metri cubi). Le revisioni positive si riferiscono principalmente a: (i) Resto dell'Asia (10.086 milioni di metri cubi) per i progetti Merakes in Indonesia (6.440 milioni di metri cubi) per migliori performance e Zubair in Iraq (2.741 milioni di metri cubi) per revisioni profili; e (ii) Kazakhstan (3.902 milioni di metri cubi) per il progetto Karachaganak per revisioni tecniche e maggiori entitlement per effetto prezzo.

#### Miglioramenti da recupero assistito

Nel 2018 i miglioramenti da recupero assistito sono marginali e pari a 2 milioni di metri cubi.

Nel 2019 e 2020 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

#### Estensioni e nuove scoperte

Nel 2018 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 10.596 milioni di metri cubi e si riferiscono essenzialmente a: (i) Resto dell'Asia (5.797 milioni di metri cubi) principalmente per la decisione finale d'investimento del progetto Merakes in Indonesia; (ii) Italia (2.446 milioni di metri cubi) principalmente per la decisione finale d'investimento del progetto Argo e Cassiopea; e (iii) America (2.165 milioni di metri cubi) per la decisione finale d'investimento del progetto operato Area 1 in Messico.

Nel 2019 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 10.136 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (7.775 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del progetto Udr-Ghasha nell'offshore degli Emirati Arabi Uniti.

Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 1.811 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.524 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti, avviato in produzione nel gennaio 2021 e in Egitto per le scoperte near field nelle concessioni di Bashrush e Abu Madi West.

#### Cessioni

Nel 2018 le cessioni di 38.536 milioni di metri cubi si riferiscono principalmente a: (i) Egitto (24.615 milioni di metri cubi) a seguito della cessione del 10% del progetto Zohr a Mubadala Petroleum; e (ii) Resto d'Europa (13.140 milioni di

metri cubi) a seguito principalmente della dismissione degli asset in Croazia e degli effetti della sopra citata business combination in Norvegia.

Nel 2019 le cessioni di 1.874 milioni di metri cubi sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.360 milioni di metri cubi) a seguito della cessione della quota del 20% della scoperta Merakes in Indonesia.

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

#### SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE

##### Acquisizioni

Nel 2018 le acquisizioni di 10.202 milioni di metri cubi si riferiscono al citato progetto di fusione in Norvegia con la creazione di Vår Energi (Eni 70%).

Nel 2019 le acquisizioni di 11.472 milioni di metri cubi si riferiscono alla citata acquisizione degli asset norvegesi di ExxonMobil da parte di Vår Energi (Eni 70%).

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

##### Revisioni di precedenti stime

Nel 2018 le revisioni di precedenti stime negative per 713 milioni di metri cubi si riferiscono principalmente al de-booking delle riserve in Venezuela, già citato in precedenza. Nel 2019 le revisioni di precedenti stime positive per 2.583 milioni di metri cubi si riferiscono essenzialmente al Resto d'Europa (2.136 milioni di metri cubi) a seguito dell'avanzamento del progetto Balder X e dei campi Snorre e Smørbukk in Norvegia.

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 741 milioni di metri cubi. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (3.638 milioni di metri cubi) riferite principalmente ai progetti Grane e Midgard in Norvegia sono state parzialmente compensate dalle revisioni positive in Africa Sub-Sahariana (3.200 milioni di metri cubi) per il progetto Angola LNG.

#### Estensioni e nuove scoperte

Nel triennio 2018-2020 non si sono verificate estensioni e nuove scoperte di rilievo.

#### Cessioni

Nel 2018 le cessioni sono pari a 19 milioni di metri cubi a seguito della cessione di asset minori nel Resto dell'Asia, in particolare in Indonesia.

Nel 2019 le cessioni sono pari a 5 milioni di metri cubi a seguito della cessione di asset minori nel Resto d'Europa, in particolare in Norvegia.

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

## 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 2020, 2019 e 2018. 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.

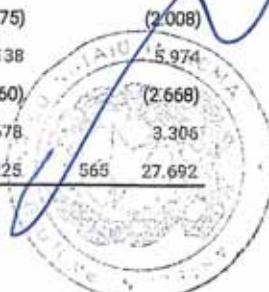
Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

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 di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa			Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale						
			Egitto	Sub-Saharan Africa	Kazakhstan										
<b>31 dicembre 2020</b>															
<b>Società consolidate</b>															
Entrate di cassa future	6.120	1.737	19.780	26.003	26.901	21.519	22.528	6.638	1.599	132.825					
Costi futuri di produzione	(3.587)	(753)	(5.431)	(7.515)	(10.909)	(6.224)	(7.241)	(3.382)	(265)	(45.307)					
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(1.925)	(756)	(4.378)	(1.538)	(4.257)	(1.743)	(4.511)	(1.786)	(246)	(21.240)					
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	608	228	9.971	16.850	11.735	13.552	10.776	1.470	1.088	66.278					
Imposte sul reddito future	(170)	(61)	(4.946)	(5.320)	(2.988)	(2.313)	(6.774)	(441)	(140)	(23.153)					
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	438	167	5.025	11.530	8.747	11.239	4.002	1.029	948	43.125					
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(33)	108	(2.413)	(4.101)	(3.714)	(6.040)	(1.681)	(482)	(383)	(18.739)					
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	405	275	2.612	7.429	5.033	5.199	2.321	547	565	24.386					
<b>Società in joint venture e collegate</b>															
Entrate di cassa future	15.306	251		1.253			6.291		23.101						
Costi futuri di produzione	(5.942)	(98)		(982)			(1.641)		(8.663)						
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.244)	(29)		(46)			(137)		(6.456)						
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	3.120	124		225			4.513		7.982						
Imposte sul reddito future	(576)	(54)		(3)			(1.375)		(2.008)						
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	2.544	70		222			3.138								
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.055)	(43)		(110)			(1.460)		(2.668)						
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	1.489	27		112			1.678		3.306						
<b>Totale</b>	<b>405</b>	<b>1.764</b>	<b>2.639</b>	<b>7.429</b>	<b>5.145</b>	<b>5.199</b>	<b>2.321</b>	<b>2.225</b>	<b>565</b>	<b>27.692</b>					



(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>31 dicembre 2019</b>										
<b>Società consolidate</b>										
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	25.034	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		18.276
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
<b>Totale</b>	<b>2.472</b>	<b>3.527</b>	<b>6.749</b>	<b>10.844</b>	<b>10.767</b>	<b>9.517</b>	<b>2.916</b>	<b>3.423</b>	<b>582</b>	<b>50.897</b>

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>31 dicembre 2018</b>										
<b>Società consolidate</b>										
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
<b>Totale</b>	<b>4.327</b>	<b>3.548</b>	<b>8.071</b>	<b>9.838</b>	<b>12.002</b>	<b>10.781</b>	<b>3.899</b>	<b>4.449</b>	<b>737</b>	<b>57.652</b>

## 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 2020, 2019 e 2018.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2020			
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.046)	(1.490)	(11.536)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(34.188)	(5.324)	(39.512)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	123	142	265
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	792	(834)	(42)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.147	1.192	5.339
- revisioni delle quantità stimate	36	(285)	(249)
- effetto dell'attualizzazione	7.136	1.065	8.201
- variazione netta delle imposte sul reddito	13.336	3.814	17.150
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(2.437)	(384)	(2.821)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.101)	(2.104)	(23.205)
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692

(€ 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 <sup>(a)</sup>	(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.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
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

*Alberto Calvano*



85 205 (595)

## 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 Francesco Esposito 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 2020.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2020 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 2020:
    - 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.

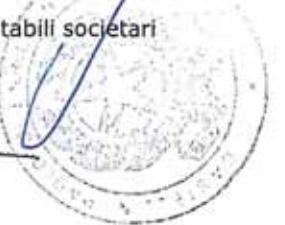
18 marzo 2021



Claudio Descalzi  
Amministratore Delegato



Francesco Esposito  
Dirigente preposto alla redazione  
dei documenti contabili societari



Nicola Caluso



NC

85266/596



## **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 2020, 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 2020, 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° 38/2005.

#### **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**

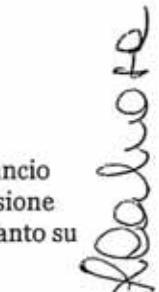
Sede legale: Milano 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese  
Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: Ancona 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 051 2132311 - Bari 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - Bergamo 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - Brescia 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - Catania 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - Genova 16121 Piazza Picciapietra 9 Tel. 010 29041 - Napoli 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - Parma 43121 Viale Tamara 20/A Tel. 0521 275911 - Pescara 65127 Piazza Ettore Tollo 8 Tel. 085 4545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 5567711 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - Treviso 31100 Viale Felisent 90 Tel. 0422 696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - Varese 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - Vicenza 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

85266 / 597



### *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.

<i>Aspetti chiave</i>	<i>Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave</i>
<b>Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate</b>	
<i>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", Nota 15 "Partecipazioni" e Nota 20 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato</i>	 
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 39.648 milioni, Attività esplorativa e di valutazione ( <i>appraisal</i> ) E&P per Euro 1.341 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 7.118 milioni, Diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 3.274 milioni, Diritti e potenziale esplorativo per Euro 888 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.
Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati d'abbandono e ripristino siti e dei <i>social project</i> il cui relativo fondo al 31 dicembre 2020 ammonta ad Euro 8.454 milioni.	Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:
Inoltre, il Gruppo detiene partecipazioni, operanti nel settore E&P, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto per un ammontare complessivo, al 31 dicembre 2020, pari ad Euro 2.680 milioni.	<ul style="list-style-type: none"><li>(i) abbiamo compreso il <i>framework</i> normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;</li><li>(ii) abbiamo confrontato i costi e le relative</li></ul>

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 2020 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari ad Euro 6.273 milioni.

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 2020 le svalutazioni nette degli asset minerari riferiti al settore E&P e nella Partecipazione Var Energi AS (valutata con il metodo del patrimonio netto), fortemente caratterizzate dagli effetti della pandemia COVID-19 che ha comportato una contrazione di proporzioni storiche della domanda di idrocarburi determinando il conseguente crollo dei prezzi delle commodity, sono rispettivamente pari ad Euro 1.860 milioni e pari ad Euro 918 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 sostentimento;
- (iii) le proiezioni di prezzo di lungo termine degli idrocarburi, che considerano i possibili impatti legati alla transizione energetica, riflessi nel Piano strategico 2021 – 2024, ritenute dal management coerenti con il raggiungimento degli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 Cop 21;
- (iv) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;

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 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 valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

- (v) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative;
- (vi) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale, che potrebbero influire sui volumi delle riserve rispetto alla stima iniziale; e
- (vii) 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 (iii) del significativo impatto della pandemia COVID-19 e della conseguente contrazione nei consumi di idrocarburi che ha determinato il crollo dei prezzi delle commodity e (iv) della significatività delle connesse voci di bilancio.

I nostri esperti delle funzioni *Corporate Finance* e *Treasury*, e della funzione *Capital Projects & Infrastructure*, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano strategico 2021 – 2024 con le mutate prospettive macroeconomiche del settore E&P, anche in relazione agli effetti della pandemia COVID-19, ed in particolare (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 inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) 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 nonché la coerenza delle stesse con le informazioni contenute nella Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario in merito agli obiettivi di neutralità carbonica e dei correlati rischi climatici.

---

#### **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'*Indagine Congo* e l'*OPL 245 Nigeria*, e in materia penale, il *Proc. Pen. 12333/2017*.

Per l'indagine Congo, a seguito dell'avvenuta derubricazione del reato di corruzione internazionale e conseguente adesione all'ipotesi di sanzione concordata proposta dal Pubblico Ministero, il Gruppo ha stanziato a fondo rischi un

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

*Scalzone*

importo pari ad Euro 11,8 milioni; per i procedimenti OPL 245 Nigeria per il quale è intervenuta sentenza di assoluzione di primo grado in data 17 marzo 2021 e Proc. Pen. 12333/2017, il Gruppo non ha effettuato stanziamenti al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è stato ritenuto dagli amministratori non probabile.

La valutazione delle possibili implicazioni per il Gruppo derivanti da tali procedimenti ha rappresentato un complesso processo valutativo che ha comportato l'applicazione, da parte degli amministratori di un significativo livello di giudizio professionale sia nella quantificazione dei potenziali effetti contabili sia nella elaborazione dell'informativa fornita in bilancio.

Gli amministratori, nell'applicazione del proprio giudizio, sono stati supportati da esperti legali, sia interni sia esterni, incaricati di fornire assistenza sui vari procedimenti in corso.

comprendere 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 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 degli esiti 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.

#### ***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° 38/2005 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.



85266/601



Verdeverde

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 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 sono 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 39/2010 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998***

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 2020, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

85266/603



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 58/1998, con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2020 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 consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2020 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/2010, 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 2021

PricewaterhouseCoopers SpA

Handwritten signature of Giovanni Andrea Toselli.

Giovanni Andrea Toselli  
(Revisore legale)

Handwritten signature of Vincenzo Palma.

Handwritten signature of Giacomo Cicali.

85266/606

Sociale

# Bilancio di esercizio 2020

<b>1 RELAZIONE SULLA GESTIONE</b>	<b>2</b>
<b>2 BILANCIO CONSOLIDATO</b>	<b>198</b>
<b>3 BILANCIO DI ESERCIZIO</b>	<b>344</b>
Schemi di bilancio	346
Note al bilancio di esercizio	352
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti	417
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'Art. 153 DLgs. 58/1998	418
Attestazione del management	425
Relazione della Società di revisione	426
Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti	434
<b>4 ALLEGATI</b>	<b>436</b>

346 85266 /605

## Stato patrimoniale

(€)	Note	31.12.2020		31.12.2019		
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
<b>ATTIVITÀ</b>						
Attività correnti						
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	8.111.215.941	148.064.138	4.752.470.760	110.988.773	
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	5.020.000.942		6.229.958.835		
Altre attività finanziarie	(16)	4.822.091.843	4.818.254.040	4.692.864.012	4.688.843.170	
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	3.755.913.387	2.259.846.477	4.980.639.428	2.981.395.714	
Rimanenze	(8)	1.098.685.672		1.663.573.673		
Attività per imposte sul reddito	(9)	22.138.940		63.343.576		
Altre attività	(10)	1.322.120.444	963.299.411	1.532.342.642	993.956.577	
		24.152.167.169		23.915.192.926		
Attività non correnti						
Immobili, impianti e macchinari	(11)	6.568.559.866		7.482.764.775		
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.888.129.130		2.027.023.519		
Attività immateriali	(13)	100.610.608		157.547.351		
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	993.584.286		1.413.226.422		
Partecipazioni	(15)	46.854.796.677		42.534.715.849		
Altre attività finanziarie	(16)	4.355.079.257	4.335.201.428	4.168.637.337	4.148.763.021	
Attività per imposte anticipate	(17)	113.439.722		993.402.181		
Attività per imposte sul reddito	(9)	77.577.010		79.752.834		
Altre attività	(10)	909.664.462	295.753.995	521.877.781	279.072.941	
		61.861.441.018		59.378.948.049		
Attività destinate alla vendita	(25)	1.818.699		1.588.442		
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>86.015.426.886</b>		<b>83.295.729.417</b>		
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>						
Passività correnti						
Passività finanziarie a breve termine	(19)	3.929.488.904	3.730.962.826	4.621.894.240	4.413.058.546	
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	1.848.002.204	119.785.353	3.080.748.473	978.335	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	422.865.118	207.609.107	337.189.259	160.555.668	
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	4.153.295.991	1.917.841.952	5.544.690.061	3.082.138.817	
Passività per imposte sul reddito	(9)	4192.107		2.746.560		
Altre passività	(10)	2.614.236.326	1.549.634.789	3.065.257.148	1.454.017.809	
		12.972.080.650		16.652.525.741		
Passività non correnti						
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	20.065.902.826	789.167.000	17.240.044.117	718.834.000	
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	2.157.524.259	1.472.542.617	2.319.525.918	1.543.535.746	
Fondi per rischi e oneri	(22)	4.890.082.308		4.308.691.031		
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	376.262.838		376.267.163		
Passività per imposte sul reddito	(9)	9.276.000		15.455.000		
Altre passività	(10)	837.504.979	308.957.298	747.701.416	151.563.615	
		28.336.553.210		25.007.684.645		
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>41.308.633.860</b>		<b>41.660.210.386</b>		
<b>PATRIMONIO NETTO</b>						
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876		
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		39.145.108.890		36.216.209.281		
Acconto sul dividendo		(428.705.958)		(1.541.829.734)		
Azioni proprie		(581.047.644)		(981.047.639)		
Utile (perdita) dell'esercizio		1.606.976.739		2.977.726.124		
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>		<b>44.706.793.026</b>		<b>41.635.519.031</b>		
<b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>		<b>86.015.426.886</b>		<b>83.295.729.417</b>		

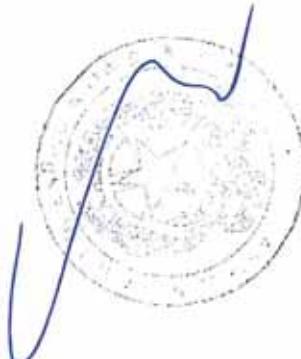
Nuria Calvosa

JC

35266/606

## Conto economico

(€)	Note	2020		2019	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		18.017.275.217	7.640.612.530	28.496.142.053	11.076.717.103
Altri ricavi e proventi		405.211.908	183.830.866	429.985.627	186.165.602
<b>Totale Ricavi</b>	(28)	<b>18.422.487.125</b>		<b>28.926.127.680</b>	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(18.396.881.872)	(7.729.416.261)	(27.534.272.260)	(14.432.576.776)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(9.745.436)		(65.165.504)	
Costo lavoro	(29)	(1.238.076.683)		(1.185.076.676)	
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	(175.744.436)	(595.058.490)	112.722.000	(1.478.378.238)
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(1.013.552.241)		(1.137.371.082)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(1.573.456.339)		(1.144.400.696)	
Radiazioni	(11),(13)	(124.003)		(2.401.456)	
<b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>		<b>(3.985.093.885)</b>		<b>(2.029.837.994)</b>	
Proventi finanziari		2.212.522.760	230.642.035	1.625.147.595	244.817.589
Oneri finanziari		(2.748.914.676)	(97.687.249)	(2.015.741.083)	(81.182.872)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		26.124.850		116.895.080	
Strumenti finanziari derivati		210.774.295	(140.562.185)	(5.111.273)	8.590.077
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>	(30)	<b>(299.492.771)</b>		<b>(278.809.681)</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>	(31)	<b>6.519.070.297</b>		<b>5.676.830.609</b>	
<b>UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE</b>		<b>2.234.483.641</b>		<b>3.368.182.934</b>	
Imposte sul reddito	(32)	(627.506.902)		(390.456.810)	
<b>UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO</b>		<b>1.606.976.739</b>		<b>2.977.726.124</b>	

*Marco Palma**[Signature]**ME*

348 85 266 /607

## Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

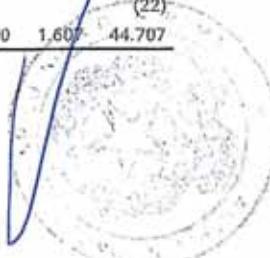
(€ milioni)	Note	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio		1.607	2.978
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(12)	(16)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	(8)	
Effetto fiscale	(26)	3	4
		(17)	(12)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	702	(767)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(26)	(31)	9
Effetto fiscale	(26)	(203)	222
		463	(536)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		451	(548)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		2.058	2.430

Riccardo Calmo  


## Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

85266/608

(€ 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 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	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2019	4.005	10.360	959	(981)	981	(494)	(4)	(50)	9	311	25.086	(1.542)	2.978	41.636
Utile (perdita) dell'esercizio													1.607	1.607
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(9)						(9)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							(8)							(8)
Componenti non riclassificabili a conto economico							(8)	(9)						(17)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						499								499
Differenze cambio da conversione Joint Operation									(31)					(31)
Componenti riclassificabili a conto economico						499			(31)					468
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						499	(8)	(9)	(31)				1.607	2.058
Acconto sul dividendo 2020 (€0,12 per azione)											(429)			(429)
Atribuzione del dividendo residuo 2019 (€0,43 per azione a saldo dell'aconto 2019 di €0,43 per azione)											1.542	(2.978)		(1.436)
Destinazione utile residuo 2019									(13)	(87)				(100)
Annullamento azioni proprie		400	(400)											
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue											3.000			3.000
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		400	(400)						(13)	(87)	1.113	3.000	(2.978)	1.035
Rigiro riserva art.6 comma 2 D.Lgs. 38/2005								(9)			9			
Riserva piano incentivazione di lungo termine											7			
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue											(25)			
Altre variazioni						(5)			(4)	(4)	5			
Altri movimenti di patrimonio netto						(5)		(9)	(4)	(4)				(22)
Saldi al 31 dicembre 2020	4.005	10.368	959	(581)	581	10	(12)	(59)	263	24.995	(429)	3.000	1.607	44.707

*Marco Belotti**Tommaso**Eni*

350

85266 /609

## segue 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 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	Bond ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2018	4.005	10.368	959	(581)	581	61	(4)	(38)	9	308	25.207	(1.513)	3.173	42.615
Utile (perdita) dell'esercizio													2.978	2.978
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:														
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(12)						(12)
Componenti non riclassificabili a conto economico								(12)						(12)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(545)								(545)
Differenze cambio da conversione Joint Operation									9					9
Componenti riclassificabili a conto economico						(545)			9					(536)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						(545)	(12)		9				2.978	2.430
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)
Operazioni con gli azionisti					(400)	400				(6)	(210)	(29)	(3.173)	(3.418)
Riserva piano incentivazione di lungo termine										9				9
Altri movimenti di patrimonio netto										9				9
Saldi al 31 dicembre 2019	4.005	10.368	959	(981)	981	(484)	(4)	(50)	9	311	25.006	(1.542)	2.978	41.636

*Nicola Calvato**✓ amm*

## Rendiconto finanziario

85266 (6,10)

(€ milioni)	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio	1.607	2.978
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:		
Ammortamenti	1.013	1.137
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.573	1.144
Radiazioni		2
Effetto valutazione partecipazioni	2.395	947
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(7)	(5)
Dividendi	(8.914)	(6.623)
Interessi attivi	(204)	(222)
Interessi passivi	550	611
Imposte sul reddito	628	390
Altre variazioni	3	
Flusso di cassa del capitale di esercizio	1.185	(131)
- rimanenze	966	(553)
- crediti commerciali	1.033	500
- debiti commerciali	(1.236)	(246)
- fondi per rischi e oneri	113	267
- altre attività e passività	309	(99)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	5	(8)
Dividendi incassati	8.853	6.623
Interessi incassati	210	212
Interessi pagati	(533)	(588)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	62	(2)
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.426	6.465
- di cui verso parti correlate	(631)	(3.536)
Flusso di cassa degli investimenti	(8.045)	(5.575)
- attività materiali	(791)	(1.109)
- attività immateriali	(21)	(27)
- partecipazioni	(6.752)	(1.962)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(404)	(2.477)
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	(77)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	208	892
- attività materiali	9	8
- partecipazioni	2	521
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	193	343
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	4	20
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	778	(2.202)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(7.059)	(6.885)
- di cui verso parti correlate	(485)	(4.287)
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti	2.020	(958)
Rimborso di passività per beni in leasing	(337)	(293)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(699)	187
Dividendi pagati	(1.965)	(3.018)
Acquisto azioni proprie	2.975	(400)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	1.994	(4.462)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(687)	240
- di cui verso parti correlate	(2)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	3.359	(4.902)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	4.752	9.654
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	8.111	4.752
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio		

Vincenzo Palmezan

C. C.

DC

## 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<sup>1</sup>, 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.<sup>2</sup>

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. Questi ultimi sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato. Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2021.

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 sia patrimoniali.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto<sup>3</sup>; 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 sia 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 limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è liberata la distribuzione, 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.

(1) Con riferimento agli effetti della pandemia COVID-19 si rinvia a quanto indicato nel paragrafo iniziale delle note al bilancio consolidato "Impatti COVID-19".

(2) 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 2020.

(3) 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 tranne di acquisto.

85256/6iz

**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**

Con riferimento agli schemi di bilancio si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

**3 MODIFICA DEI CRITERI CONTABILI**

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2020 non hanno prodotto effetti significativi. Al riguardo si segnala che l'applicazione delle

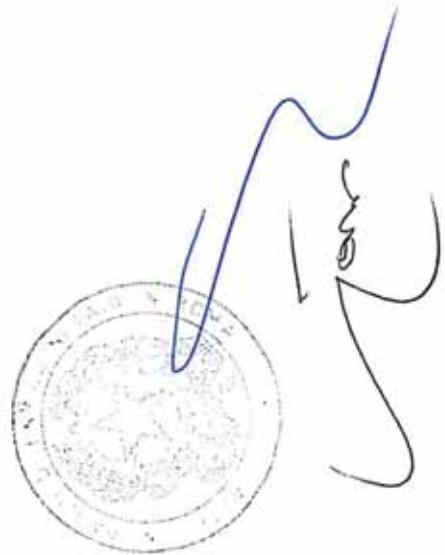
modifiche all'IFRS 16 "Concessioni sui canoni connesse alla COVID-19", in vigore per l'esercizio 2020, ha riguardato fatti-specie non rilevanti.

**4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE**

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

Con riferimento al Bilancio 2020 rileva la circostanza che la modifica degli accordi commerciali con la Società Oleodotti Meridionali SpA ha determinato la modifica della qualificazione della partecipata da joint operation a joint venture. Gli effetti al 1° gennaio 2020 sono di seguito rappresentati:

(€ milioni)	Dati al 31.12.2019	Deconsolidamento SOM	Dati al 01.01.2020
<b>Valori di bilancio</b>			
Attività correnti	23.916	4	23.920
Crediti commerciali e altri crediti	4.981	5	4.986
Attività per imposte sul reddito	64	(1)	63
Attività non correnti	59.379	(4)	59.375
Immobili, impianti e macchinari	7.483	(38)	7.445
Partecipazioni	42.535	34	42.569
Passività correnti	16.653	4	16.657
Passività finanziarie a breve termine	4.622	9	4.631
Debiti commerciali e altri debiti	5.545	7	5.552
Altre passività	3.065	(12)	3.053
Passività non correnti	25.008	(4)	25.004
Fondi per rischi e oneri	4.309	(4)	4.305



Vito Calabrese

354 85266 /613

## 5 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €8.111 milioni (€4.752 milioni al 31 dicembre 2019) con un incremento di €3.359 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. 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 (€5.948 milioni) è di 50 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,397%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€781 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è 0,225%; la scadenza media dei depositi in sterline (€11 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è 0,020%.

Le expected credit loss su depositi presso banche e società finanziarie terze valutati al costo ammortizzato non sono significative.

## 6 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.003	1.180
Altri titoli	4.017	5.050
	5.020	6.230

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 rendi-

mento, 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 €1.361 milioni (€1.347 milioni al 31 dicembre 2019).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Euro	3.337	3.841
Dollaro USA	1.600	2.179
Altre valute	83	210
	5.020	6.230

85205/6/14

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

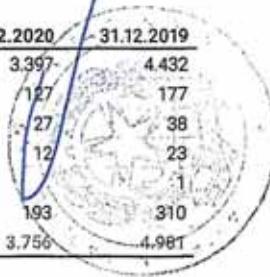
	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
<b>Titoli quotati emessi da Stati Sovrani</b>				
<b>Tasso fisso</b>				
Italia	469	475	Baa3	BBB
Cile	179	184	A1	A+
Lituania	17	17	A3	A+
Stati Uniti d'America	10	10	Aaa	AA+
Giappone	5	5	A1	A+
Polonia	5	5	A2	A-
Germania	1	1	Aaa	AAA
	686	697		
<b>Tasso variabile</b>				
Italia	210	211	Baa3	BBB
Germania	56	55	Aaa	AAA
Cile	27	27	A1	A+
Stati Uniti d'America	10	10	Aaa	AA+
Finlandia	3	3	Aa1	AA+
	306	306		
<b>Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani</b>	<b>992</b>	<b>1.003</b>		
<b>Altri titoli</b>				
<b>Tasso fisso</b>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	955	973	Da Aa2 a Baa3	Da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	827	843	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	32	32	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
	1.814	1.848		
<b>Tasso variabile</b>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	768	764	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.190	1.193	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	212	212	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
	2.170	2.169		
<b>Totale Altri titoli</b>	<b>3.984</b>	<b>4.017</b>		
<b>Totale Attività finanziarie destinate al trading</b>	<b>4.976</b>	<b>5.020</b>		

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n.27 - Garanzie, impegni e rischi.

## 7 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Crediti commerciali	3.397	4.432
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	127	177
Anticipi al personale	27	38
Acconti per servizi e forniture	12	23
Crediti per attività di disinvestimento	1	1
Crediti verso altri	193	310
	3.750	4.981



Ko

356 85266 / 615

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 2020 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2021 per €557 milioni (€615 milioni nel 2019 con scadenza 2020). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Global Gas & LNG Portfolio (€261 milioni), Refining & Marketing (€285 milioni) e Power & Renewables (€11 milioni).

I crediti verso altri di €193 milioni includono principalmente: (i) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€60 milioni); (ii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€35 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €393 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:

(€ milioni)	Crediti in bonis				Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	
<b>31.12.2020</b>					
Clientela business	283	956	139	299	1.677
Pubbliche Amministrazioni		10		3	13
Altre controparti	82	53		71	206
Imprese controllate	2.160				2.160
Valore lordo	2.525	1.019	139	373	4.056
Fondo svalutazione		(5)	(6)	(289)	(300)
Valore netto	2.525	1.014	133	84	3.756
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	—	0,78	6,38	85,00	
<b>31.12.2019</b>					
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	3.433	1.202	237	109	4.981
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	—	0,15	2,40	75,37	

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, etc.); (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 por-

tafoglio 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, tra l'altro, 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 ritardo 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 default e della capacità di recupero avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla Società, sistematicamente aggior-

85000/6/b

nati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettive in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali sono state riviste per incorporare gli effetti della crisi economica e finanziaria derivante dall'impatto della pandemia COVID-19 sulla solvibilità futura delle controparti stimando sia una maggiore dilazione nei tempi di recupero degli scaduti rispetto alla situazione precedente, generalmente un anno, sia un incremento delle probabili-

tà di default. Tali assunzioni sono state basate sull'esperienza e su valutazioni indipendenti del probabile incremento del rischio default delle controparti commerciali nei prossimi dodici mesi a fronte dell'evoluzione attesa dello scenario macroeconomico.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €300 milioni (€311 milioni al 31 dicembre 2019):

(€ milioni)	2020	2019
Fondo svalutazione iniziale	311	287
Accantonamenti su crediti in bonis	5	5
Accantonamenti su crediti in default	11	78
Utilizzi su crediti in bonis	(1)	(19)
Utilizzi su crediti in default	(26)	(40)
Fondo svalutazione finale	300	311

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €11 milioni è connessa a: (i) accantonamenti netti rilevati a conto economico per €9 milioni (€63 milioni nel 2019) connessi essenzialmente ai nuovi stanziamenti operati (€16 milioni) parzialmente compensati dagli utilizzi per esuberanza (€6 milioni); (ii) utilizzo, in conto, del fondo (€20 milioni; €39 milioni nel 2019) per la copertura delle perdite su crediti precedentemente svalutati.

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.

## 8 RIMANENZE CORRENTI E RIMANENZE IMMOBILIZZATE – SCORTE D'OBBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Materie prime, sussidiarie e di consumo	160	325
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	213	188
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	192	158
Prodotti finiti e merci	534	980
Certificati bianchi		13
	1.099	1.664

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €160 milioni sono costituite da greggi.

I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€330 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoc-

caggi Gas Italia SpA (€184 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€20 milioni).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €24 milioni (€46 milioni al 31 dicembre 2019) come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Valore iniziale - Rimanenze correnti	46	189
Accantonamenti (utilizzi)	(22)	(143)
Valore finale - Rimanenze correnti	24	46

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €994 milioni (€1.413 milioni al 31 dicembre 2019) includono 3,4 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.L. n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione alla direttiva 2009/119/CE. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.

La riduzione delle rimanenze e delle scorte d'obbligo è dovuta essenzialmente all'allineamento delle scorte al valore netto di realizzo a fine esercizio che è stato penalizzato dall'effetto della discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

NC

## 9 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
IRES	21				21			
IRAP					30			
Crediti per istanze di rimborso			78		2	79		
Fondo per imposte sul reddito					9			15
Altre imposte sul reddito	1		4		11		3	
	22		78		64	79	3	15

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.

## 10 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(€ milioni)	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.009	338	1.247	387	1.036	115	1.486	177
Passività da contratti per la clientela			747	393			432	455
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	17		311		26		413	
- IVA	4		89		174		186	
- Royalty su idrocarburi estratti			115				171	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			17				35	
- Altre imposte e tasse	58	2	57	25	78	3	43	32
	79	2	589	25	278	3	848	32
Altre	234	569	32	34	218	404	299	84
	1.322	909	2.615	639	1.532	522	3.065	748

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati. 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 €62 milioni e €393 milioni (€64 milioni e €455 milioni nel 2019); (ii) gli anticipi a breve termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali SpA<sup>4</sup> per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto €394 milioni; (iii) i buoni carburante prepagati in circolazione per €226 milioni (€182 milioni nel 2019).

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 €493 milioni (€138 milioni oltre 12 mesi al 31 dicembre 2019) di cui €440

milioni previsti oltre i 12 mesi; (ii) 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) €133 milioni (€204 milioni nel 2019); (iii) i depositi cauzionali verso fornitori €46 milioni (€70 milioni nel 2019). Le altre passività comprendono essenzialmente: (i) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas €8 milioni (€12 milioni nel 2019); (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 €5 milioni (€12 milioni nel 2019).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

(4) A partire dal 1° gennaio 2020 la Società non è più oggetto di consolidamento proporzionale in quanto, per effetto di una modifica contrattuale intervenuta, la Società non è più qualificata come joint operation.

8526618

## 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
<b>2020</b>									
Valore iniziale netto	615	2.681	1.392	151	59	293	1.160	1.132	7.483
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA			(28)					(10)	(38)
Investimenti	1	1	52	7	14		349	367	791
Capitalizzazioni ammortamenti							22		22
Ammortamenti <sup>(a)</sup>	(28)	(406)	(144)	(23)	(17)		(3)		(621)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(66)	(299)	(600)	(1)	(1)	(2)	(59)	(501)	(1.529)
Dismissioni		(1)							(1)
Trasferimenti	22	149	148	4	2	(25)	(128)	(172)	
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		559					(97)		462
Valore finale netto	544	2.684	820	138	57	266	1.244	816	6.569
Valore finale lordo	2.139	15.226	10.905	635	706	283	1.419	1.869	33.182
Fondo ammortamento e svalutazione	1.595	12.542	10.085	497	649	17	175	1.053	26.613
<b>2019</b>									
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 <sup>(a)</sup>	(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

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

Gli investimenti di €791 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€420 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, essenzialmente per attività di asset integrity e stay in business, nonché 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 (€352 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 (Monte Alpi, Brenda e Annalisa); (iii) l'avanzamento

del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€19 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Le altre variazioni riguardano essenzialmente l'iscrizione delle somme da riconoscere alla Regione Basilicata, sulla base degli accordi attuativi definiti e in corso di formalizzazione connessi a interventi di compensazione e riequilibrio ambientale a carico di Eni, associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri (€448 milioni).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

%	
Fabbricati	
Pozzi e impianti di sfruttamento	
Impianti specifici di raffineria e logistica	
Impianti specifici di distribuzione	
Altri impianti e macchinari	
Attrezzature industriali e commerciali	
Altri beni	

9-16

Aliquota I.U.P.

5,5-15

4-12,5

4-25

7-35

12-25

Ko

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

	2020		2019	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
<b>Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa</b>				
- oltre 3 anni	184	2,24	201	2,24
	184	2,24	201	2,24
<b>Costi capitalizzati di pozzi sospesi</b>				
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	184	2,24	201	2,24
	184	2,24	201	2,24

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,01% (2,52% al 31 dicembre 2019). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €58 milioni. I contributi

pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €98 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
<b>2020</b>								
Valore iniziale netto	986	544	199	74	68	22	134	2.027
Incrementi		1	31	8	115	17	109	281
Ammortamenti <sup>(a)</sup>	(100)	(60)	(34)	(40)	(59)	(16)	(58)	(367)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	21		(21)	(11)			(25)	(36)
Differenze di cambio					(1)			(1)
Altre variazioni		(3)	(6)	(3)	(1)	(2)	(1)	(16)
Valore finale netto	907	482	169	28	122	21	159	1.888
Valore finale lordo	1.633	591	272	121	208	44	296	3.165
Fondo ammortamento e svalutazione	726	109	103	93	86	23	137	1.277
<b>2019</b>								
Prima applicazione IFRS 16	1.083	522	236	110	56	19	51	2.077
Riclassifiche	(429)							(429)
Valore iniziale netto al 01.01.2019	554	522	236	110	56	19	51	1.648
Incrementi	551	89	31	6	41	16	145	879
Ammortamenti <sup>(a)</sup>	(97)	(62)	(39)	(43)	(28)	(13)	(46)	(328)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(59)		(13)				(14)	(86)
Altre variazioni <sup>(b)</sup>	(63)	(5)	(16)	1	(1)		(2)	(86)
Valore finale netto	986	544	199	74	68	22	134	2.027
Valore finale lordo	1.634	592	250	115	96	34	192	2.913
Fondo ammortamento e svalutazione	648	48	51	41	28	12	58	886

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.888 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €907 milioni ai contratti di tolling della Power & Renewables 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 le indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €482 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 6 anni comprensiva delle opzioni

85 266 / 620

di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €169 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 €28 milioni i contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Global Gas & LNG Portfolio (€18 milioni); (v) per €122 milioni i contratti relativi ai mezzi di perforazione navali - drilling rig della Exploration & Production con una durata residua media contrattuale di circa 2 anni; (vi) per €93 milioni al contratto di lavorazione di Raffineria di Gela SpA incluso nelle "altre tipologie".

I canoni variabili rilevati a conto economico riguardano essenzialmente: (i) le concessioni autostradali e le locazioni di stazioni di servizio per le quali 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 4%, essenzialmente attribuiti alle locazioni di stazioni di servizio; (ii) il contratto di lavorazione di Raffineria di Gela SpA che prevede la corresponsione di un compenso variabile sulla base della quantità di materia prima effettivamente lavorata; il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli fissi dovuti per il leasing è nell'ordine del 72%. 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 diritto di utilizzo beni in leasing.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
<b>2020</b>			
Valore iniziale	337	2.320	2.657
Incrementi		281	281
Decrementi	(337)		(337)
Altre variazioni	423	(444)	(21)
Valore finale	423	2.157	2.560
<b>2019</b>			
Prima applicazione IFRS 16	269	1.808	2.077
Valore iniziale al 01.01.2019	269	1.808	2.077
Incrementi		886	886
Decrementi	(293)		(293)
Altre variazioni	361	(374)	(13)
Valore finale	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 €337 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €78 milioni.

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 €438 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (ii) un contratto di utilizzo dell'unità navale FLNG sottoscritto dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico il cui valore sarà determinato in funzione

dei costi finali sostenuti per la realizzazione dell'asset da parte della Società collegata Coral FLNG SA e degli oneri finanziari relativi al debito di quest'ultima verso la Società Coral South FLNG DMCC. La commencement date del leasing è prevista nel 2022, con l'avvio in produzione del giacimento di Coral.

I principali 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 (€302 milioni), stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi (€148 milioni), mezzi di perforazione (€5 milioni).

NE

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remeasurements	1	3
	1	3
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi:		
- leasing di breve durata	13	16
- leasing di modico valore	15	14
- canoni di leasing variabili non inclusi nella passività per beni in leasing	114	32
	142	62
Ammortamenti		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	367	328
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(15)	(30)
	352	298
Svalutazioni (riprese di valore) nette dei diritti utilizzo beni in leasing	36	86
Proventi (oneri) finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	88	81
- oneri finanziari capitalizzati diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(1)	(4)
	87	77

I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 3% al 100%.

### 13 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	Totali
2020							
Valore iniziale netto	16	85	9	31	141	17	158
Investimenti		17	4		21		21
Ammortamenti	(2)	(45)			(47)		(47)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(5)		(3)		(8)		(8)
Trasferimenti	2	8	(12)	2			
Altre variazioni			7	(30)	(23)		(23)
Valore finale netto	11	65	5	3	84	17	101
Valore finale lordo	387	1.188	8	495	2.173	94	2.267
Fondo ammortamento e svalutazione	376	1.123	3	492	2.089	77	2.166
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

85166 / 622

P  
o  
n  
d  
o  
r  
o  
c  
h  
e

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €11 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 €65 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 €5 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Gli investimenti di €21 milioni (€27 milioni al 31 dicembre 2019) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff.

## 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. 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; (ii) nel business Refining & Marketing, le raffinerie e gli impianti, afferenti ai canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete).

Ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione le attività per diritti di utilizzo beni in leasing (right-of-use o RoU) significative sono, generalmente, incluse nel valore di iscrizione delle CGU a cui sono riferibili e il relativo valore d'uso è determinato escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing. I diritti d'uso che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate assets 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, dall'ultimo 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, etc.), 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 determinazione dei flussi di cassa si considerano gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO<sub>2</sub> (ad es. Emission Trading Scheme per le CGU localizzate nel mercato unico europeo) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (forestry); (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, all'LNG, 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 costo medio ponderato del capitale (sd. weighted average cost of capital - "WACC"), rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la cash generating unit oggetto di valutazione. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dalle linee di business in cui opera l'attività: in particolare: (i) per la Exploration & Production e la Refining & Marketing si considera il costo medio ponderato del capitale di Eni; (ii) per le attività appartenenti al settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e ai business Power e Renewables, tenuto conto delle relative differenti rischiosità rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC sulla base di un campione di società comparabili. 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. I flussi di cassa futuri utilizzati nella determinazione dei VIU sono stimati dal management sulla base di previsioni in merito all'evoluzione futura di variabili quali i prezzi degli idrocarburi, i volumi di produzione, i costi operativi e di sviluppo, nonché al tasso di attualizzazione. La view del management sui prezzi di lungo termine del petrolio e del gas costituisce l'assunzione più critica tra quelle adottate nella stima dei VIU. Le previsioni di lungo termine sullo scenario petrolifero sono una materia complessa e soggettiva e il management esprime il proprio giudizio nel proiettare in un futuro distante trend incerti quali il ritmo di transizione verso un'economia low carbon, le possibili azioni che saranno attuate dai governi e dalle società per raggiungere gli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 COP 21 per limitare l'incremento della temperatura del globo ben al di sotto dei 2°C o di scenari di decarbonizzazione ancora più sfidanti quali il Net Zero Emission 2050 della IEA (WEO 2020) o dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), nonché l'evoluzione delle preferenze dei consumatori, quali ad esempio i tassi di sostituzione dei veicoli dotati di motori a combustione interna con i veicoli elettrici (EV), tutti fattori che influiranno sul tempo di raggiungimento del "peak oil demand". Altre variabili considerate nella determinazione del bilanciamento futuro tra domanda e offerta comprendono: le previsioni di crescita del PIL mondiale, il progresso tecnologico, considerazioni sui piani d'investimento dell'industry e sul potenziale minerario dei bacini, i costi per lo sviluppo di nuova offerta e il comportamento dei principali Paesi detentori di riserve.

Il 2020 è stato caratterizzato da una contrazione di proporzioni storiche della domanda petrolifera globale, scesa di circa il 9% (da 100 milioni di barili/giorno nel 2019 a circa 91,2 milioni nel 2020) a causa delle misure di lockdown imposte dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia COVID-19 con ricadute di vaste proporzioni sull'attività economica, il commercio internazionale e gli spostamenti delle persone come testimonia la quasi totale paralisi del traffico aereo civile. Questo ha determinato il crollo dei prezzi delle commodity con il greggio di riferimento Brent diminuito del 35% in media annua, dopo aver toccato un minimo di circa 15 \$/barile nel mese di aprile, all'apice della crisi. Dal novembre 2020, una serie di sviluppi sul fronte macro fa scattare la ripresa del mercato petrolifero: l'approvazione di vaccini efficaci contro il virus con la prospettiva di riapertura delle economie in lockdown, l'accelerazione della crescita dell'economie asiatiche, in particolare Cina e India grandi consumatori di petrolio, la disciplina produttiva dell'OPEC+ che decide di diluire l'abbandono delle quote e l'impegno dell'Arabia Saudita nello stabilizzare il mercato, la disciplina finanziaria delle oil companies, in particolare i produttori shale negli USA, infine un inverno particolarmente rigido in Asia prima e USA dopo innescata una forte domanda di gas e prodotti in un contesto di offerta poco reattiva, facendo tornare il tema della sicurezza energetica. Il prezzo del petrolio recupera in quattro mesi oltre il 50% del va-

lore, arrivando a fine febbraio in area 65 \$/barile. Nonostante tali recenti sviluppi, il management ha assunto rispetto al passato un approccio ancora più conservativo nell'elaborare la view dei prezzi di lungo termine alla luce dei rischi e delle incertezze sui trend fondamentali. La pandemia e le connesse disruption di mercato potrebbero comportare una fase di crescita economica inferiore rispetto al potenziale, poiché a differenza di altre recessioni, quella conseguente al COVID-19 ha investito contemporaneamente tutti i settori produttivi ciclici e l'economia dei servizi, con conseguenti fluttuazioni estreme dell'attività economica. È stato valutato il rischio di un periodo prolungato di domanda petrolifera più debole rispetto ai trend pre-pandemia, anche in relazione alla diffusione di nuovi modelli sociali che potrebbero comportare fenomeni di "demand destruction". Infine, è probabile che i rilevanti interventi fiscali adottati dai governi per ricostruire l'economia su basi più sostenibili comporteranno una significativa accelerazione della transizione energetica, promuovendo la progressiva sostituzione degli idrocarburi nel mix delle fonti nel lungo termine. Sulla base di queste considerazioni, il management ha rivisto in riduzione lo scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse di Eni. Il nuovo scenario adottato da Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 \$/barile in termini reali 2023, rispetto all'assunzione di 70 \$/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 50 e 55 \$/barile. Il management ritiene che tale scenario sia sostanzialmente allineato con quello assunto dalla IEA nel SDS WEO 2020, che traccia l'evoluzione delle economie e del mix energetico coerente con il conseguimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi 2015 COP 21. Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,5 \$/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 \$/mmBTU. Oltre alla revisione dello scenario, il management ha modificato, rispetto al passato, i piani industriali con un focus ancora maggiore sulla disciplina finanziaria e la selettività degli investimenti per lo sviluppo delle riserve di idrocarburi riducendo la dimensione assoluta dello spending a circa €4,5 miliardi per anno nel prossimo quadriennio. Nel 2020 gli investimenti del settore Exploration & Production sono stati ridotti, a livello di Gruppo, di €2,6 miliardi rispetto al budget originario (circa -35%) con l'obiettivo di tutelare la posizione finanziaria e patrimoniale dell'Azienda in un momento di rilevante contrazione dei prezzi delle commodity e dei cash flow.

Il business della raffinazione è stato, insieme alla Exploration & Production, quello maggiormente colpito dalla crisi economica conseguente alla pandemia COVID-19, che ha causato il crollo della domanda di carburanti per autotrazione ed avio. Il calo della domanda ha determinato la contrazione degli spread dei prodotti guida rispetto alla carica (sintetizzati dall'andamento del margine indicatore SERM che ha registrato una diminuzione del 60% in media annua); in particolare, nella seconda parte dell'anno i mar-

85263/624

Vogliavo

gini di raffinazione sono scesi su valori minimi storici (si stima degli ultimi trent'anni) a causa della ripresa del prezzo del petrolio sostenuto dai tagli produttivi e della debolezza dei consumi. Inoltre, i tagli produttivi dell'OPEC+ hanno ridotto l'offerta di greggi ATZ "heavy/sour" che sono l'input principale dei sistemi di conversione e che in condizioni normali di mercato quotano a sconto rispetto al marker Brent. Le dislocazioni di mercato sono state così ampie da generare quotazioni dei greggi ATZ a premio del Brent, riducendo in maniera sostanziale il vantaggio della conversione. Pertanto, il management ha rivisto al ribasso lo scenario di raffinazione e i premi di conversione soprattutto nel breve termine per scontare la perdurante debolezza della domanda e le aspettative di continua pressione competitiva.

Il WACC 2020 di Eni pari al 6,7% registra una modesta riduzione rispetto al 2019 dovuta principalmente alla flessione degli yield delle attività risk-free di Paesi benchmark, che per effetto delle politiche monetarie espansive delle banche centrali sono andati in territorio negativo. Tale trend è stato attenuato dal maggior peso attribuito alla volatilità di breve termine del titolo Eni (beta rilevato da fonti indipendenti) che sconta, rispetto al pregresso, una maggior rischiosità percepita del settore Oil & Gas a causa dei climate-related risks e delle debolezze strutturali dell'industry, amplificate dalla crisi pandemica.

In considerazione della presenza generalizzata di impairment indicator in tutti i settori di business Eni e delle politiche aziendali di regolare verifica della recuperabilità dei carrying amounts, è stato eseguito il test di impairment del 100% delle Cash Generating Unit.

Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC adjusted sopra rappresentati nel 2020 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a € 1.529 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing e Exploration & Production. In particolare: (i) le svalutazioni rilevate nella Refi-

ning & Marketing di € 1.170 milioni riguardano principalmente la svalutazione della Raffineria di Sannazzaro e gli investimenti di periodo relativi a CGU interamente svalutate in precedenti reporting period; il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,3%; (ii) le svalutazioni rilevate nella Exploration & Production di € 359 milioni dovute principalmente alla revisione dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi e alla rimodulazione degli investimenti, nonché a revisioni negative delle riserve. Il tasso di attualizzazione post-tax è del 6,1% che si ridetermina in 6,02% pre-tax. Le svalutazioni nette dei diritti di utilizzo beni in leasing (€ 36 milioni) hanno riguardato principalmente la Refining & Marketing.

Inoltre, nell'ambito della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione delle attività si è tenuto conto delle previsioni di costo associate ai progetti di forestry, che rappresenta una delle linee d'azione della strategia di decarbonizzazione Eni prevedendo la partecipazione onerosa a iniziative di conservazione e di ripopolamento delle foreste primarie e secondarie con l'ottenimento 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 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.

## 15 PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2020				2019			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale
Valore iniziale	40.977	1.540	18	42.535	40.340	1.548	18	41.914
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA		34		34				
Interventi sul capitale e acquisizioni	6.752	(2)		6.750	1.711			1.711
Cessioni e conferimenti					(204)			(204)
Rettifiche di valore	(2.018)	(376)		(2.394)	(875)	(8)		(883)
Valutazione al fair value con effetti a PN			(8)	(8)				(3)
Altre variazioni	(59)	(3)		(62)	(3)			
Valore finale	45.652	1.193	10	46.855	40.977	1.540	18	42.535
Valore finale lordo	69.353	1.684	10	71.047	62.663	1.655	18	64.336
Fondo svalutazione	23.701	491		24.192	21.686	115		21.801

NL

Le partecipazioni sono aumentate di €4.320 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	2019
Partecipazioni al 31 dicembre 2019	42.535
<b>Effetti deconsolidamento</b>	
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	34
	34
<b>Incremento per:</b>	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	5.699
Versalis SpA	300
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	199
Eni Rewind SpA	190
Raffineria di Gela SpA	98
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	97
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	61
Eni Petroleum Co Inc	55
EniProgetti SpA	20
Eni Mozambico SpA	17
Agenzia Giornalistica Italia SpA	14
Eni Timor Leste SpA	2
	6.752
Altri incrementi	
Floatters SpA	4
Versalis SpA	1
Altre minori	1
	6
<b>Decremento per:</b>	
Rimborsi di capitale	
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	(2)
	(2)
<b>Svalutazioni</b>	
Eni Investments Plc	(620)
Versalis SpA	(471)
Eni Petroleum Co Inc	(457)
Saipem SpA	(291)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(213)
Eni Rewind SpA	(190)
Unión Fenosa Gas SA	(85)
EniProgetti SpA	(17)
LNG Shipping SpA	(12)
Servizi Aerei SpA	(12)
Eni Mozambico SpA	(9)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(6)
Eni New Energy SpA	(6)
EniServizi SpA	(2)
Società Petrolifera Italiana SpA	(1)
Eni West Africa SpA	(1)
Altre minori	(1)
	(2.394)
Valutazione al fair value con effetti a PN	(8)
<b>Altre variazioni</b>	
Raffineria di Gela SpA	(64)
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	(4)
	(68)
Partecipazioni al 31 dicembre 2020	46.855

852661626

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 31.12.2020	Saldo netto al 31.12.2019	Saldo netto al 31.12.2020 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
<b>Partecipazioni in:</b>					
<b>Imprese controllate</b>					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	2	10	4	(6)
Ecofuel SpA	100,000	48	48	200	152
Eni Angola SpA	100,000	980	980	664	(316)
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Italia Srl	100,000				
Eni Finance International SA	33,613	362	362	494	132
Eni Fuel SpA	100,000	69	69	73	4
Eni gas e luce SpA	100,000	1.545	1.545	1.548	3
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	--	--	--	
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	100,000	--	61	61	
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	576	76
Eni International BV	100,000	30.035	35.734	29.396	(6.338)
Eni International Resources Ltd	99,998	1	1	12	11
Eni Investments Plc	99,999	3.821	3.201	2.830	(371)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	14		(6)	(6)
Eni Mozambico SpA	100,000	23	31	31	
Eni New Energy SpA	100,000	34	28	26	(2)
Eni Nuova Energia Srl	100,000			--	
Eni Petroleum Co Inc	63.857	1.088	686	356	(330)
Eni Rewind SpA	99,999			301	301
Eni Timor Leste SpA	100,000	5	6	6	
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	100,000	--	97	97	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	325	325	350	25
Eni West Africa SpA	100,000	20	19	19	
EniPower SpA	100,000	914	914	925	11
EniProgetti SpA	100,000	18	21	32	11
EniServizi SpA	100,000	14	12	12	
Floaters SpA	100,000	237	241	241	
Ieoc SpA	100,000	24	24	43	19
LNG Shipping SpA	100,000	257	245	245	
Raffineria di Gela SpA	100,000		34	54	20
Serfactoring SpA	49,000	3	3	12	9
Servizi Aerei SpA	100,000	60	49	49	
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Petroliera Italiana SpA	99,964	8	7	7	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	120	
Versalis SpA	100,000	501	330	252	
<b>Totale imprese controllate</b>		40.977	45.652		
<b>Imprese collegate e joint venture</b>					
DTT Scarl	25,000				
Mariconsult SpA	50,000	--	--		
Norpipe Terminal Holdco Limited	14,200	--	1		
Salpem SpA <sup>a)</sup>	30.542	1.199	908	908	3
Seram SpA	25,000	--	--		
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA <sup>b)</sup>	70,000		28	32	4
Transmed SpA	50,000	--	--	5	5
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	14	14	49	35
Unión Fenosa Gas SA	50,000	327	242	242	
<b>Totale imprese collegate e joint venture</b>		1.540	1.193		
		42.517	46.845		

a) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2020 (€2,205 per azione), in quota Eni, ammonta a €681 milioni.

b) A partire dal 1° gennaio 2020 la Società non è più oggetto di consolidamento proporzionale in quanto, per effetto di una modifica contrattuale intervenuta, la Società non è più qualificata come joint operation.

In presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione superiori 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 5,5% e il 10,10%;
- Eni International BV, holding di partecipazioni, avuto riguardo al complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e ai relativi headroom, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted: (i) compreso tra il 6% e il 10,10% per le partecipate del settore Exploration & Production; (ii) compreso tra il 5,8% e l'8,3% per le partecipate del settore Refining & Marketing; (iii) del 6,1% per le partecipate del settore Global Gas & LNG Portfolio;
- Versalis SpA, sulla base del complesso degli esiti degli im-

pairment test condotti dalla partecipata. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 6,2%;

- Eni New Energy 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 4,8%; mentre per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione;
- Agenzia Giornalistica Italia 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 di 1,4%; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,7%.

Al 31 dicembre 2020 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem per la quota Eni è inferiore rispetto al valore di libro della partecipazione. In considerazione della volatilità del titolo e dei significativi tagli di spesa implementati dalle oil companies nel breve-medio termine in risposta alla crisi del prezzo degli idrocarburi, il management ha eseguito la verifica di recuperabilità del valore dell'investimento sulla base di un modello interno di stima del value-in-use della partecipazione che ha confermato il valore d'iscrizione.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2020, 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.

Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto intermodale Ravenna Società per azioni (€5 milioni) e la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni).

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

(€ milioni)	31.12.2020		31.12.2019	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	23	4.335	142	4.149
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.799		4.551	
	4.822	4.335	4.693	4.149
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	4.822	4.355	4.693	4.169

85207628

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 (€3.818 milioni) e Versalis SpA (€448 milioni). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€3.077 milioni), Versalis SpA (€820 milioni), Raffineria di Gela SpA (€212 milioni) e Eni Angola SpA (€318 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €6.862 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.234 milioni (€1.580 milioni al 31 dicembre 2019).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a

€4.640 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,58% e -0,13% e in dollari compresi tra 0,24% e 0,74%.

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.

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

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)	31.12.2020	31.12.2019
Imposte sul reddito anticipate IRES	133	857
Imposte sul reddito differite IRES	(133)	(53)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	24	153
Imposte sul reddito differite IRAP	(2)	(2)
Imposte sul reddito anticipate estere	6	4
Imposte sul reddito differite estere	(2)	
Total Eni SpA	26	959
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	87	34
	113	993

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2019	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2020
<b>Imposte differite:</b>					
- differenze su attività materiali ed immateriali	(9)	(1)	3		(7)
- differenze su derivati		(4)			(4)
- altre	(46)	(94)	22	(8)	(126)
	(55)	(99)	25	(8)	(137)
<b>Imposte anticipate:</b>					
- differenze su derivati	197			(197)	
- fondi per rischi ed oneri	1.246	158	(220)		1.184
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	736	331	(104)	4	967
- differenze su attività materiali ed immateriali	356	101	(74)		383
- svalutazione crediti	92				92
- fondi per benefici ai dipendenti	82	15	(16)	2	83
- perdita fiscale	2.052	833	(129)	5	2.761
- modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	10				10
- altre	119	18		1	138
	4.890	1.456	(543)	(185)	5.618
- svalutazione anticipate	(3.876)	(1.576)		(3)	(5.455)
	1.014	(120)	(543)	(188)	163
<b>Totale Eni SpA</b>	<b>959</b>	<b>(219)</b>	<b>(518)</b>	<b>(196)</b>	<b>26</b>
<b>Imposte anticipate joint operation</b>	<b>39</b>	<b>60</b>		<b>(6)</b>	<b>93</b>
<b>Imposte differite joint operation</b>	<b>(5)</b>	<b>(1)</b>			<b>(6)</b>
<b>Totale joint operation</b>	<b>34</b>	<b>59</b>		<b>(6)</b>	<b>87</b>
	993	(160)	(518)	(202)	113

Le imposte anticipate nette di Eni SpA di €113 milioni, relative essenzialmente alle joint operation e all'Irap, 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 Con-

siglio di Amministrazione e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia. In considerazione delle prospettive di profitabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato è stata rilevata una svalutazione delle imposte anticipate per €1.576 milioni.