

84573/467

nario di mercato particolarmente volatile, e al notevole miglioramento della performance del retail grazie alla maggiore efficacia dell'azione commerciale, ai maggiori ricavi extracommodity e ai minori costi operativi.

Le vendite di gas nel mondo sono state di 73,07 miliardi di metri cubi, con una flessione del 4,7% rispetto al 2018 (-3,64 miliardi di metri cubi). In riduzione del 3% le vendite in Italia

(37,85 miliardi di metri cubi).

Le vendite di energia elettrica pari a 39,49 TWh evidenziano una crescita del 6,5% [+2,42 TWh] rispetto al 2018. In aumento per effetto delle maggiori vendite al mercato libero.

Gli investimenti tecnici di €230 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e del business power.

## Accordi per la fornitura e il trasporto di gas naturale

Nel maggio 2019, Eni ha firmato un accordo con la società di Stato Sonatrach per il rinnovo dei contratti di fornitura per l'importazione del gas algerino in Italia fino al 2027 (con due anni aggiuntivi opzionali). Nel mese di luglio 2019 è stato perfezionato il contratto per il trasporto del gas algerino in Italia tramite il gasdotto tunisino. Il

contratto sottoscritto da Eni, tramite la società controllata Trans Tunisian Pipeline Company (TTPC), prevede il diritto esclusivo di esercizio del gasdotto su tutta la capacità di trasporto per i prossimi 10 anni e l'impegno a sostenere i necessari investimenti di ammodernamento dell'infrastruttura.

## Accordo di approvvigionamento di gas liquefatto con Nigeria LNG

Firmato un accordo per la fornitura decennale di approvvigionamento per 1,5 milioni di tonnellate di GNL con la joint venture Nigeria LNG Limited. L'accordo permette ad Eni di aggiungere volumi al

proprio portafoglio globale di GNL per un totale complessivo di 2,6 milioni di tonnellate e sostenere la crescita nei principali mercati di destinazione.

## Impianto di liquefazione di Damietta

Firmati una serie di accordi con la Repubblica Araba d'Egitto (ARE), la Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), la Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) e la società spagnola Naturgy, per il riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta in Egitto entro giugno 2020. Gli accordi prevedono la risoluzione amichevole delle dispute pendenti di Unión Fenosa Gas con EGAS e ARE e la successiva ristrutturazione societaria della stessa Unión Fenosa Gas, la cui partecipazione nell'impianto di Damietta (80%) sarà trasferita per il 50% ad Eni e per il 30%

ad EGAS. Eni inoltre subentrerà nel contratto di acquisto del gas naturale destinato all'impianto e riceverà diritti di liquefazione corrispondenti, aumentando così i volumi di GNL in portafoglio di 3,78 miliardi di metri cubi all'anno.

Inoltre Eni subentrerà nelle attività di commercializzazione di gas naturale di Unión Fenosa in Spagna, rafforzando la sua presenza nel mercato europeo del gas. L'efficacia degli accordi è subordinata al verificarsi di alcune condizioni sospensive.

## Sviluppo del portafoglio retail nel mercato della generazione distribuita da fonti rinnovabili

Nel novembre 2019, Eni, attraverso la società controllata Eni gas e luce, ha firmato un accordo per l'acquisizione del 70% di Evolve SpA, leader nella vendita, installazione e manutenzione di impianti fotovoltaici e di sistemi di accumulo per clienti residenziali

e business. L'acquisizione è stata finalizzata nel gennaio 2020. Grazie a quest'operazione Eni sarà leader nel mercato della generazione distribuita da fonti rinnovabili in Italia.

## Soluzioni di ricarica per la mobilità elettrica

Nell'ambito della strategia di sviluppo del business di mobilità sostenibile, Eni attraverso la società controllata Eni gas e luce, ha avviato il servizio E-start HUB che offre, in ambito residenziale e

di business, soluzioni complete di ricarica per la mobilità elettrica, dallo sviluppo del progetto all'installazione, la manutenzione e i servizi digitali.

84573 / 468

## Iniziative di digital transformation

Le iniziative di digital transformation programmate afferiscono principalmente all'acquisizione, gestione e supporto al cliente, all'energy management e alla digitalizzazione delle funzioni di supporto. Sono in corso progetti di digital transformation volti allo sviluppo digitale di

modalità di interazione con la customer base (attuale e potenziale) e all'arricchimento del patrimonio informativo in termini di nuove fonti dati (Big data & Advanced Analytics) in ottica di prevenzione del churn, possibilità di offerte commerciali dedicate e gestione del rischio.

## GAS NATURALE

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 9,4 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa. In particolare sul territorio nazionale i clienti sono 7,7 milioni. In un contesto di mercato caratterizzato da una domanda in leggera crescita nel 2019 (circa +2% e +3% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2018, rispettivamente trainati prevalentemente dal settore elettrico grazie anche alla competitività dei prezzi gas sia in Europa che in Italia) e con una crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) volte al consolidamento della redditività del business (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito).

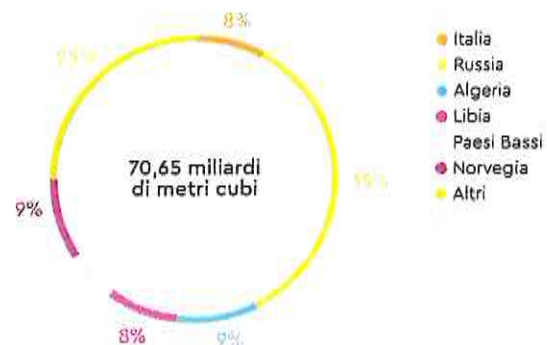
### APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 70,65 miliardi di metri cubi, in riduzione di 3,50 miliardi di metri cubi, pari al 4,7%, rispetto al 2018.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (65,21 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 92% del totale, sono diminuiti rispetto al 2018

(-3,61 miliardi di metri cubi; -5,2%) principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Algeria (-5,36 miliardi di metri cubi), in Russia (-1,53 miliardi di metri cubi), in Indonesia (-1,48 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Francia (+2,90 miliardi di metri cubi), Libia (+1,31 miliardi di metri cubi) e Stati Uniti d'America (+1,20 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,44 miliardi di metri cubi) sono in aumento del 2,1% rispetto al periodo di confronto.

### APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE



### Approvvigionamenti di gas naturale

	(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>		5,44	5,33	5,05	0,11	2,1
Russia		24,71	26,24	28,09	(1,53)	(5,8)
Algeria (incluso il GNL)		6,66	12,02	13,18	(5,36)	(44,6)
Libia		5,86	4,55	4,76	1,31	28,8
Paesi Bassi		4,12	3,95	5,20	0,17	4,3
Norvegia		6,43	6,75	7,48	(0,32)	(4,7)
Regno Unito		1,75	2,21	2,36	(0,46)	(20,8)
Indonesia (GNL)		1,58	3,06	0,74	(1,48)	(48,4)
Qatar (GNL)		2,79	2,56	2,36	0,23	9,0
Altri acquisti di gas naturale		7,91	5,52	6,75	2,39	43,3
Altri acquisti di GNL		3,40	1,96	2,31	1,44	73,5
<b>ESTERO</b>		65,21	68,82	73,23	(3,61)	(5,2)
<b>TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>		70,65	74,15	78,28	(3,50)	(4,7)
Prelievi (immissioni) da [a] stoccaggio		0,08	0,08	0,31		
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,22)	(0,18)	(0,45)	(0,04)	(22,2)
<b>DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>		70,51	74,05	78,14	(3,54)	(4,8)
Disponibilità per la vendita delle società collegate		2,56	2,66	2,69	(0,10)	(3,8)
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA</b>		73,07	76,71	80,83	(3,64)	(4,7)

ne

84573/469

Nel 2019, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (3,4 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,3 miliardi di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1,8 miliardi di metri cubi); (iv) dell'Indonesia (0,8 miliardi di metri cubi); (v) degli Stati Uniti (0,2 miliardi di metri cubi).

## VENDITE DI GAS NATURALE

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, le vendite di gas naturale di 73,07 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società

I volumi di gas equity sono stati di circa 8,5 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 12% del totale delle disponibilità per la vendita. Le disponibilità per la vendita delle società collegate sono pari a 2,56 miliardi di metri cubi (-3,8% rispetto al 2018) e riguardano principalmente volumi approvvigionati in Oman, Spagna, Stati Uniti e Nigeria.

collegate valutate a equity) hanno evidenziato una flessione di 3,64 miliardi di metri cubi rispetto al 2018, pari al 4,7%.

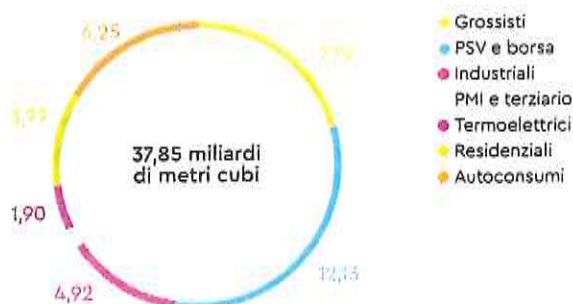
### Vendite di gas per entità

	(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Vendite delle società consolidate</b>		<b>70,39</b>	<b>73,70</b>	<b>77,52</b>	<b>(3,31)</b>	<b>(4,5)</b>
Italia (inclusi autoconsumi)		37,85	39,03	37,43	(1,18)	(3,0)
Resto d'Europa		25,56	27,58	36,10	(2,02)	(7,3)
Extra Europa		6,98	7,09	3,99	(0,11)	(1,6)
<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>		<b>2,68</b>	<b>3,01</b>	<b>3,31</b>	<b>(0,33)</b>	<b>(11,0)</b>
Resto d'Europa		1,51	1,84	2,13	(0,33)	(17,9)
Extra Europa		1,17	1,17	1,18		
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>		<b>73,07</b>	<b>76,71</b>	<b>80,83</b>	<b>(3,64)</b>	<b>(4,7)</b>

In riduzione del 3% le vendite in Italia a 37,85 miliardi di metri cubi, principalmente per effetto delle minori vendite al settore grossisti, all'hub e residenziali, in parte compensati dai maggiori volumi commercializzati al settore termoelettrico e industriale. In aumento i ritiri degli importatori in Italia (4,37 miliardi di metri cubi; +27,8% rispetto al 2018) a seguito della ripresa della disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 22,70 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 12,7% (-3,30 miliardi di metri cubi) rispetto al 2018. In riduzione dell'1,3% le vendite nei mercati extra europei [-0,11 miliardi di metri cubi] a seguito delle minori vendite di GNL nei mercati del Far East, parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati negli Stati Uniti.

### VENDITE GAS ITALIA



### Vendite di gas per mercato

	(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>		<b>37,85</b>	<b>39,03</b>	<b>37,43</b>	<b>(1,18)</b>	<b>(3,0)</b>
Grossisti		7,79	9,15	8,36	(1,36)	(14,9)
PSV e borsa		12,13	12,49	10,81	(0,36)	(2,9)
Industriali		4,92	4,79	4,42	0,13	2,7
PMI e terziario		0,87	0,79	0,93	0,08	10,1
Termoelettrici		1,90	1,50	2,22	0,40	26,7
Residenziali		3,99	4,20	4,51	(0,21)	(5,0)
Autoconsumi		6,25	6,11	6,18	0,14	2,3
<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>		<b>35,22</b>	<b>37,68</b>	<b>43,40</b>	<b>(2,46)</b>	<b>(6,5)</b>
Resto d'Europa		27,07	29,42	38,23	(2,35)	(8,0)
Importatori in Italia		4,37	3,42	3,89	0,95	27,8
<b> Mercati europei:</b>		<b>22,70</b>	<b>26,00</b>	<b>34,34</b>	<b>(3,30)</b>	<b>(12,7)</b>
<i>Penisola Iberica</i>		4,22	4,65	5,06	(0,43)	(9,2)
<i>Germania/Austria</i>		2,10	1,83	6,95	0,27	14,8
<i>Benelux</i>		3,77	5,29	5,06	(1,52)	(28,7)
<i>Regno Unito</i>		1,75	2,22	2,21	(0,47)	(21,2)
<i>Turchia</i>		5,56	6,53	8,03	(0,97)	(14,9)
<i>Francia</i>		4,48	4,95	6,38	(0,47)	(9,5)
<i>Altra</i>		0,82	0,53	0,65	0,29	54,7
<b> Mercati extra europei</b>		<b>0,15</b>	<b>0,26</b>	<b>0,61</b>	<b>(0,46)</b>	<b>(1,3)</b>
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>		<b>73,07</b>	<b>76,71</b>	<b>80,83</b>	<b>(3,64)</b>	<b>(4,7)</b>

84573/470

## GNL

	(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Europa		5,5	4,7	5,2	0,8	17,0
Extra Europa		4,6	5,6	3,1	(1,0)	(17,9)
<b>TOTALE VENDITE GNL</b>		<b>10,1</b>	<b>10,3</b>	<b>8,3</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(1,9)</b>

Le vendite di GNL (10,1 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) si riducono dell'1,9% rispetto al 2018 e hanno riguardato prin-

cipalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Indonesia e Oman e commercializzato in Europa, Cina, Pakistan e Giappone.

## ENERGIA ELETTRICA

## Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2019, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt, invariata rispetto al 31 dicembre 2018. Nel 2019, la produzione di energia elettrica è stata di 21,66 TWh, sostanzialmente in linea rispetto al 2018. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 17,83 TWh di energia elettrica (+15,4% rispetto al 2018) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

## Vendite di energia elettrica

Le vendite di energia elettrica (39,49 TWh) in aumento del 6,5% rispetto al 2018 sono state destinate ai clienti del mercato libero (72%), borsa elettrica (18%), siti industriali (9%) e altro (1%). L'incremento di 2,40 TWh nel mercato libero, pari a +9,3%, è riconducibile alle maggiori vendite al segmento grossisti (+3,10 TWh), al middle market (+1,18 TWh) e ai clienti retail residenziali (+1,18 TWh), in parte bilanciate dalla riduzione dei volumi destinati ai clienti large (-3,23 TWh).

		2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	4.410	4.300	4.359	110	2,6
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	276	356	392	(80)	(22,5)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	21,66	21,62	22,42	0,04	0,2
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.646	7.919	7.551	(273)	(3,4)

## DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		21,66	21,62	22,42	0,04	0,2
Acquisti di energia elettrica <sup>(a)</sup>		17,83	15,45	12,91	2,38	15,4
<b>Disponibilità</b>		<b>39,49</b>	<b>37,07</b>	<b>35,33</b>	<b>2,42</b>	<b>6,5</b>
Mercato libero		28,31	25,91	26,53	2,40	9,3
Borsa elettrica		7,27	7,17	5,21	0,10	1,4
Siti		3,38	3,49	3,01	(0,11)	(3,2)
Altro <sup>(a)</sup>		0,53	0,5	0,58	0,03	6,0
<b>Vendite di energia elettrica</b>		<b>39,49</b>	<b>37,07</b>	<b>35,33</b>	<b>2,42</b>	<b>6,5</b>

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

## INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2019 gli investimenti tecnici di €230 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€176 milioni) e le iniziative di flessibilizzazione e

upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€42 milioni).

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Mercato		218	207	138	11
Mercato		176	161	102	15
Italia		94	93	63	1
Estero		82	68	39	14
Generazione elettrica		42	46	36	(4)
Trasporto Internazionale		12	8	4	4
<b>TOTALE INVESTIMENTI TECNICI</b>		<b>230</b>	<b>215</b>	<b>142</b>	<b>15</b>
di cui:					
Italia		136	139	99	(3)
Estero		94	76	43	18

Me

84573/472

# Refining & Marketing e Chimica

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

	2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,27	0,56	0,62
di cui: dipendenti	0,24	0,49	0,56
contrattisti	0,29	0,62	0,69
Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup> (€ milioni)	23.334	25.216	22.107
Utile (perdita) operativo	(854)	380	981
Utile (perdita) operativo adjusted	(48)	380	991
- Refining & Marketing	220	390	531
- Chimica	(268)	(10)	460
Utile (perdita) netto adjusted	(75)	238	663
Investimenti tecnici	933	877	729
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)	22,74	23,23	24,02
Grado di conversione del sistema <sup>(b)</sup> (%)	56	54	54
Tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione <sup>(b)</sup>	88	91	90
Lavorazioni bio (migliaia di tonnellate)	311	253	242
Capacità di bioraffinazione <sup>(c)</sup> (migliaia di tonnellate/anno)	660	360	360
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa (milioni di tonnellate)	8,25	8,39	8,54
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo (numero)	5.411	5.448	5.544
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa (migliaia di litri)	1.766	1.776	1.783
Grado di efficienza della rete (%)	1,23	1,20	1,20
Produzioni di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	8.068	9.483	8.955
Vendite di prodotti petrolchimici	4.285	4.938	4.646
Tasso di utilizzo medio degli impianti (%)	67	76	73
Dipendenti in servizio a fine periodo (numero)	11.291	11.136	10.916
di cui: all'estero	2.390	2.396	2.336
Emissioni dirette di GHG (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	7,97	8,19	7,82
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie (tonnellate di CO <sub>2</sub> eq/migliaia di tonnellate)	248	253	258

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) A seguito dell'acquisizione di ADNOC Refining effettiva dal 1° agosto 2019, il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione è stato calcolato solo per le raffinerie possedute o partecipate per l'intero anno. Il grado di conversione del sistema include ADNOC Refining.

(c) Include il pro-quota della capacità di lavorazione installata della bioraffineria di Gela (720.000 ton/anno) avviata ad agosto 2019.

## Performance dell'anno

Nel 2019 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro conferma l'impegno di Eni nel rispetto delle linee guida in materia di salute e sicurezza, registrando un miglioramento del 52% rispetto al 2018 con il contributo sia dei dipendenti che dei contrattisti.

Le emissioni di GHG hanno registrato una riduzione del 2,7% in termini assoluti per effetto di fermate avvenute presso alcuni impianti chimici.

L'indice di intensità emissiva di GHG rispetto alle lavorazioni si è ridotto del 2% grazie ad interventi di efficienza energetica.

Nel 2019 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito la perdita operativa adjusted di €48 milioni, che rappresenta un peggioramento di €428 milioni rispetto all'utile operativo di €380 milioni del 2018.

Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €220 milioni, con una riduzione del 44%, a causa della

84573/472

debolezza dello scenario di raffinazione, attenuata dalla positiva performance registrata nel marketing.

Il business della Chimica ha conseguito una perdita operativa adjusted di €268 milioni, penalizzato da uno scenario depresso a causa del rallentamento della domanda dei principali settori utilizzatori di materie plastiche, dalla minore domanda di "plastiche mono-uso" e dall'indisponibilità impiantistica a Priolo.

Il margine di raffinazione di breakeven è di 5,8 \$/barile nel 2019, 3,5 \$/barile allo scenario cambio e differenziali oli di budget, a causa del generale apprezzamento dei greggi pesanti rispetto al greggio di riferimento Brent e alla minore valorizzazione dei prodotti, in particolare basi lubrificanti e benzine.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2019 sono state di 22,74 milioni di tonnellate, in lieve riduzione (-2,1%) rispetto al periodo di confronto, a causa delle minori lavorazioni presso le raffinerie di Bayernoil, che ha scontato nei primi nove mesi dell'anno l'indisponibilità di Vohburg, Livorno, Milazzo,

nonché presso la raffineria partecipata PCK. Tali riduzioni sono in parte compensate dalle maggiori lavorazioni della raffineria di Taranto.

In crescita i volumi di lavorazione di oli vegetali per l'avvio in agosto della produzione di biocarburanti presso la bioraffineria di Gela (0,31 milioni di tonnellate; +22,9% rispetto al 2018).

Le vendite sulla rete in Italia (5,81 milioni di tonnellate) sono in lieve diminuzione rispetto al 2018 (-1,7%).

Le vendite rete nel Resto d'Europa (2,44 milioni di tonnellate) registrano un calo dell'1,6% rispetto al 2018 essenzialmente in Germania, a seguito dell'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.

Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,29 milioni di tonnellate hanno evidenziato una riduzione del 13,2% rispetto al 2018 per minori vendite, in particolare nel business degli intermedi.

Gli investimenti tecnici del settore di €933 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione.

## Perfezionamento acquisizione ADNOC Refining

Il 31 luglio 2019 è stata perfezionata l'acquisizione del 20% di ADNOC Refining in Abu Dhabi, per il corrispettivo di \$3,24 miliardi, che include il 20% di una Trading Joint Venture da avviare per la commercializzazione dei prodotti petroliferi. L'operazione si

inquadra nella strategia Eni di diversificazione geografica del portafoglio e bilanciamento lungo la catena del valore, con un incremento del 35% della capacità di raffinazione.

## Avvio della bioraffineria di Gela

Nel mese di agosto 2019 Eni ha avviato la bioraffineria di Gela. L'impianto ha una capacità di lavorazione installata di 720.000 tonnellate/anno e si avvale della tecnologia Ecofining™ sviluppata da Eni per la produzione di biocarburanti a partire

da oli vegetali e materie prime di seconda generazione, quali oli usati e grassi animali. L'avvio dell'impianto di Gela costituisce un ulteriore passo lungo il percorso di decarbonizzazione delle attività di Eni.

## Accordi per lo sviluppo dell'economia circolare nei biocombustibili

Nel corso dell'anno Eni ha sottoscritto diversi accordi per lo sviluppo congiunto di nuove soluzioni per lo sviluppo dell'economia circolare: con il Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica (COREPLA) per la produzione di idrogeno da rifiuti di imballaggi in plastica non riciclabili (plasmix); con il Consorzio Italiano Biogas per la trasformazione di biogas e biometano in prodotti raffinati idonei all'autotrazione; con Nextchem (gruppo Maire Tecnimont) per la realizzazione di una tecnologia

di conversione di rifiuti solidi urbani e plastiche non riciclabili in idrogeno e prodotti chimici; con Coldiretti per la produzione di biocarburanti da biomasse agricole e la ricerca di colture non in competizione con la catena alimentare, da utilizzare come carica alternativa per le bioraffinerie; con le regioni, in particolare con la Regione Lombardia, che ha aderito al Protocollo di sviluppo sostenibile. Gli accordi confermano l'impegno di Eni nella ricerca di soluzioni innovative per favorire la transizione energetica in corso.

## Filiera integrata per lo sviluppo di polimeri speciali

Nel mese di febbraio 2020, Versalis ha acquisito il 40% della società Finproject, leader in Italia nel settore del compounding e nella produzione di manufatti ultraleggeri, con l'obiettivo di creare una filiera integrata dei polimeri speciali e di crescita internazionale. L'acquisizione, attraverso lo sviluppo di soluzioni innovative nei settori

della moda, design, footwear e applicazioni industriali, consentirà il posizionamento del portafoglio prodotti verso business più resilienti alla volatilità dello scenario, facendo leva sulle competenze di Versalis nella produzione di polimeri e sulla tecnologia di Finproject. L'operazione è sottoposta all'autorizzazione delle autorità competenti.

me

84573/473

## Sviluppo dell'economia circolare nel business della chimica

Nell'ambito dell'impegno nell'economia circolare applicata al business della chimica, Eni ha sviluppato Versalis Revive®, una linea di prodotti (stirenici e polietilene) contenenti materie plastiche da post-consumo. I prodotti sono stati sviluppati in collaborazione con Montello SpA, operatore primario in Europa nelle tecnologie di recupero e riciclo della plastica, con il quale

Eni ha stipulato un accordo per lo sviluppo di nuovi processi per la trasformazione della plastica riciclata. Sviluppato inoltre un polietilene espandibile (Extir® FL3000) con particolari proprietà meccaniche in grado di ridurre la dispersione di materiali plastici nell'ambiente e di incorporare una quantità maggiore di materiale riciclato.

## Iniziative di digital transformation

Nel 2019 sono state avviate iniziative di digital transformation relative principalmente a: (i) la diffusione di nuove tecnologie e dispositivi di ultima generazione a supporto della sicurezza degli operatori nelle raffinerie di Sannazzaro e Venezia; (ii) il monitoraggio

avanzato della rete di oleodotti attraverso il sistema eVPMS-TPI (Third Parties Interference); e (iii) la gestione e l'evoluzione dei sistemi informativi collegati alla Smart Mobility e ai pagamenti elettronici finalizzati a migliorare le azioni di customer care.

## REFINING & MARKETING

### APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2019 sono state acquistate 23,43 milioni di tonnellate di petrolio (22,62 milioni di tonnellate nel 2018) di cui 4,24 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 14,06 milioni di tonnellate sul mercato spot e 5,13 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con

contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 24% dal Medio Oriente, 23% dalla Russia, 17% Asia Centrale, 13% dall'Italia, 13% dall'Africa Settentrionale, 2% dall'Africa Occidentale, 2% dal Mare del Nord e 6% da altre aree.

#### Acquisti

	(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Greggi equity		4,24	4,14	3,51	0,10	2,4
Altri greggi		19,19	18,48	20,77	0,71	3,8
<b>Totale acquistati di greggi</b>		<b>23,43</b>	<b>22,62</b>	<b>24,28</b>	<b>0,81</b>	<b>3,6</b>
Acquisti di semilavorati		0,26	0,65	0,96	(0,39)	(60,0)
Acquisti di prodotti		11,45	11,55	10,92	(0,10)	(0,9)
<b>TOTALE ACQUISTI</b>		<b>35,14</b>	<b>34,82</b>	<b>36,16</b>	<b>0,32</b>	<b>0,9</b>
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,35)	(0,35)	(0,34)		
Altre variazioni <sup>(a)</sup>		(2,08)	(1,27)	(1,76)	(0,81)	(63,8)
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ</b>		<b>32,71</b>	<b>33,20</b>	<b>34,06</b>	<b>(0,49)</b>	<b>(1,5)</b>

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

### RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Europa nel 2019 sono state di 22,74 milioni di tonnellate, in lieve flessione (-2,1%) rispetto al 2018, per effetto delle minori lavorazioni presso le raffinerie di Bayernoil, a causa dell'indisponibilità di Vohburg nei primi nove mesi dell'anno a seguito dell'evento occorso nel settembre 2018, Milazzo per eventi climatici avversi, nonché la fermata della raffineria partecipata di PCK, a causa della contaminazione dell'oleodotto di Druzhba.

Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento delle lavorazioni presso la raffineria di Taranto per minori fermate.

In Italia i volumi processati pari a 20,70 milioni di tonnellate sono in linea rispetto al 2018; le riduzioni delle lavorazioni registrate presso le raffinerie a seguito delle maggiori fermate, delle difficoltà logisti-

che dovute a eventi climatici avversi e dell'upset di Milazzo, nonché delle minori lavorazioni presso la raffineria di Livorno per effetto scenario, sono state compensate dai maggiori volumi processati presso la raffineria di Taranto per minori fermate.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,04 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 510 mila tonnellate (-20% a causa della sopracitata indisponibilità presso la raffineria di Bayernoil). Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 17,26 milioni di tonnellate, in aumento del 2,9% (pari a 0,48 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari all'88%.

Il 18,9% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2018 (18,3%).

84573/474

**BIORAFFINAZIONE**

In aumento del 22,9% rispetto al 2018 i volumi di bio-feedstock processati, a seguito dell'avvio produttivo della bioraffineria di Gela av-

venuto ad agosto, in fase di ramp-up, mentre l'impianto di Venezia ha risentito di maggiori fermate non programmate.

**Disponibilità di prodotti petroliferi**

	(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		17,26	16,78	16,03	0,48	2,9
Lavorazioni in conto terzi		(1,25)	(1,03)	(0,34)	(0,22)	(21,4)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,69	4,93	5,46	(0,24)	(4,9)
<b>Lavorazioni in conto proprio</b>		<b>20,70</b>	<b>20,68</b>	<b>21,15</b>	<b>0,02</b>	<b>0,1</b>
Consumi e perdite		(1,38)	(1,38)	(1,36)		
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>		<b>19,32</b>	<b>19,30</b>	<b>19,79</b>	<b>0,02</b>	<b>0,1</b>
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		7,27	7,50	6,74	(0,23)	(3,1)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,68)	(0,54)	(0,46)	(0,14)	(25,9)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,35)	(0,35)	(0,34)		
<b>Prodotti venduti</b>		<b>25,56</b>	<b>25,91</b>	<b>25,73</b>	<b>(0,35)</b>	<b>(1,4)</b>
<b>Totale lavorazioni bio</b>		<b>0,31</b>	<b>0,25</b>	<b>0,24</b>	<b>0,06</b>	<b>22,9</b>
<b>ESTERO</b>						
Lavorazioni in conto proprio		2,04	2,55	2,87	(0,51)	(20,0)
Consumi e perdite		(0,18)	(0,20)	(0,22)	0,02	10,0
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>		<b>1,86</b>	<b>2,35</b>	<b>2,65</b>	<b>(0,49)</b>	<b>(20,9)</b>
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,17	4,12	4,36	0,05	1,2
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,68	0,54	0,46	0,14	25,9
<b>Prodotti venduti</b>		<b>6,71</b>	<b>7,01</b>	<b>7,47</b>	<b>(0,30)</b>	<b>(4,3)</b>
<b>LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO IN ITALIA E ALL'ESTERO</b>		<b>22,74</b>	<b>23,23</b>	<b>24,02</b>	<b>(0,49)</b>	<b>(2,1)</b>
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		4,24	4,14	3,51	0,10	2,4
<b>VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b>		<b>32,27</b>	<b>32,92</b>	<b>33,20</b>	<b>(0,65)</b>	<b>(2,0)</b>
Vendite di greggi		0,44	0,28	0,86	0,16	57,1
<b>TOTALE VENDITE</b>		<b>32,71</b>	<b>33,20</b>	<b>34,06</b>	<b>(0,49)</b>	<b>(1,5)</b>

**DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI**

Le vendite di prodotti petroliferi (32,27 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,65 milioni di tonnellate rispetto al 2018, con una diminuzione pari al 2%, per effetto principalmente delle minori ven-

dite ad altre società petrolifere e al settore petrolchimico in Italia e della diminuzione dei volumi venduti nel segmento extrarete nel resto d'Europa.

**Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero**

	(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Rete		5,81	5,91	6,01	(0,10)	(1,7)
Extrarete		7,68	7,54	7,64	0,14	1,9
Petrolchimica		0,83	0,96	0,86	(0,13)	(13,5)
Altre vendite		11,24	11,50	11,22	(0,26)	(2,3)
<b>Vendite in Italia</b>		<b>25,56</b>	<b>25,91</b>	<b>25,73</b>	<b>(0,35)</b>	<b>(1,4)</b>
Rete Resto d'Europa		2,44	2,48	2,53	(0,04)	(1,6)
Extrarete Resto d'Europa		2,63	2,82	3,03	(0,19)	(6,7)
Extrarete mercati extra europei		0,48	0,47	0,45	0,01	2,1
Altre vendite		1,16	1,24	1,46	(0,08)	(6,5)
<b>Vendite all'estero</b>		<b>6,71</b>	<b>7,01</b>	<b>7,47</b>	<b>(0,30)</b>	<b>(4,3)</b>
<b>VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b>		<b>32,27</b>	<b>32,92</b>	<b>33,20</b>	<b>(0,65)</b>	<b>(2,0)</b>

**Vendite rete Italia**

Le vendite sulla rete in Italia (5,81 milioni di tonnellate) sono in diminuzione rispetto al 2018 (100 mila tonnellate, -1,7%). In significativo aumento i volumi commercializzati nel segmento premium. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.586 mila litri) è sostanzialmente in linea rispetto al 2018. La quota di mercato media del 2019 è del 23,7% in lieve diminuzione rispetto al 2018 (24%).

Al 31 dicembre 2019 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.184 stazioni di servizio con una riduzione di 39 unità rispetto al 31 dicembre 2018 (4.223 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (34 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (6 unità) solo in parte compensati dall'incremento netto di 1 concessione autostradale.

Mie



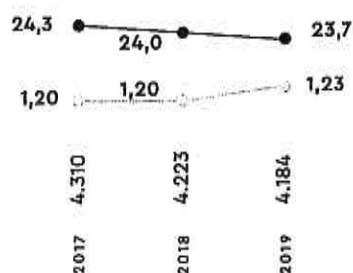
84573 | 475

## Vendite per prodotto/canale

	(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Italia</b>		<b>13,49</b>	<b>13,45</b>	<b>13,65</b>	<b>0,04</b>	<b>0,3</b>
<b>Vendite rete</b>		<b>5,81</b>	<b>5,91</b>	<b>6,01</b>	<b>(0,10)</b>	<b>(1,7)</b>
Benzina		1,44	1,46	1,51	(0,02)	(1,4)
Gasolio		3,95	4,03	4,08	(0,08)	(2,0)
GPL		0,38	0,38	0,38		
Altri prodotti		0,04	0,04	0,04		
<b>Vendite extrarete</b>		<b>7,68</b>	<b>7,54</b>	<b>7,64</b>	<b>0,14</b>	<b>1,9</b>
Gasolio		3,41	3,25	3,36	0,16	4,9
Oli combustibili		0,06	0,07	0,08	(0,01)	(14,3)
GPL		0,18	0,20	0,21	(0,02)	(10,0)
Benzina		0,47	0,44	0,44	0,03	6,8
Lubrificanti		0,08	0,08	0,08		
Bunker		0,77	0,80	0,85	(0,03)	(3,8)
Jet fuel		1,92	1,98	1,96	(0,06)	(3,0)
Altri prodotti		0,79	0,72	0,66	0,07	9,7
<b>Estero (rete + extrarete)</b>		<b>5,55</b>	<b>5,77</b>	<b>6,01</b>	<b>(0,22)</b>	<b>(3,8)</b>
Benzina		1,31	1,30	1,21	0,01	0,8
Gasolio		3,02	3,16	3,29	(0,14)	(4,4)
Jet fuel		0,29	0,33	0,50	(0,04)	(12,1)
Oli combustibili		0,09	0,14	0,13	(0,05)	(35,7)
Lubrificanti		0,09	0,09	0,10		
GPL		0,50	0,50	0,51		
Altri prodotti		0,25	0,25	0,27		
<b>TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE</b>		<b>19,04</b>	<b>19,22</b>	<b>19,66</b>	<b>(0,18)</b>	<b>(0,9)</b>

## GRADO DI EFFICIENZA E QUOTA DI MERCATO DELLA RETE ITALIA

- Quota mercato rete (%)
- Impianti (numero)
- Grado di efficienza della rete (%)



## Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,44 milioni di tonnellate hanno registrato una lieve riduzione dell'1,6% rispetto al periodo di confronto, essenzialmente in Germania per l'indisponibilità di produzione presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.

Al 31 dicembre 2019 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.227 stazioni di servizio, con un numero di distributori in aumento di 2 unità rispetto al 31 dicembre 2018 principalmente in Germania. L'erogato medio (2.356 mila litri) è diminuito di 35 mila litri rispetto al 2018 (2.391 mila litri).

## Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia, pari a 7,68 milioni di tonnellate, aumentano dell'1,9% rispetto al 2018, prevalentemente grazie alle maggiori vendite di gasolio, bitumi e benzine, parzialmente compensate dai minori volumi commercializzati di jet fuel e bunkers.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,63 milioni di tonnellate, sono diminuite del 6,7% rispetto al 2018 per effetto dei minori volumi venduti in Germania per minore disponibilità di prodotto da Bayernoil e Francia, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Svizzera, Spagna e Austria.

Le vendite al settore Petrochimica (0,83 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 13,5%. Le altre vendite in Italia e all'estero (12,40 milioni di tonnellate) sono in leggera riduzione (-0,34 milioni di tonnellate, -2,7%) per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

## CHIMICA

## Disponibilità e vendite di prodotti

	(migliaia di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Intermedi		5.818	7.130	6.595	(1.312)	(18,4)
Polimeri		2.250	2.353	2.360	(103)	(4,4)
<b>Produzioni</b>		<b>8.068</b>	<b>9.483</b>	<b>8.955</b>	<b>(1.415)</b>	<b>(14,9)</b>
Consumi e perdite		(4.307)	(5.085)	(4.566)	778	15,3
Acquisti e variazioni rimanenze		524	540	257	(16)	(3,0)
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ</b>		<b>4.285</b>	<b>4.938</b>	<b>4.646</b>	<b>(653)</b>	<b>(13,2)</b>
Intermedi		2.519	3.087	2.748	(568)	(18,4)
Polimeri		1.766	1.851	1.898	(85)	(4,6)
<b>TOTALE VENDITE</b>		<b>4.285</b>	<b>4.938</b>	<b>4.646</b>	<b>(653)</b>	<b>(13,2)</b>

84573/476

Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.285 mila tonnellate sono diminuite rispetto al 2018 (-653 mila tonnellate, pari al 13,2%). I decrementi più significativi sono stati registrati nell'etilene, nelle olefine e nei derivati.

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 9,9% rispetto al 2018, con i derivati e le olefine in riduzione rispettivamente del 10,6% e del 10,2%. Flessione del 10,8% rispetto al 2018 nel business polimeri.

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 8.068 mila tonnellate sono diminuite di 1,42 milioni tonnellate (-14,9%) per effetto principalmente delle minori produzioni di intermedi (-18,4%) in particolare aromatici e olefine; le produzioni di polimeri (2.250 migliaia di tonnellate) sono in calo del 4,4% rispetto al 2018 per le minori produzioni di elastomeri (-7%), polietilene (-3,9%) e stirenici (-3,8%).

I principali decrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Priolo (-23,3%), per evento occorso ad inizio anno con ramp-up tra aprile e luglio, nei siti di Porto Marghera (-21,9%) e Dunkerque (-17,1%) per fermate non programmate.

La capacità produttiva nominale è in linea con il 2018. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 66,8%, inferiore rispetto al 2018 (76,2%) per le citate fermate.

## ANDAMENTO PER BUSINESS

### Intermedi

I ricavi degli intermedi (€1.791 milioni) sono diminuiti del 25,4% (-€610 milioni rispetto al 2018), per effetto sia del decremento delle quotazioni dei prodotti petroliferi che sono riflesse nei prezzi medi unitari dei principali prodotti della business unit sia delle minori disponibilità di prodotto a seguito di fermate produttive. Le vendite sono diminuite del 18,4%, in particolare l'etilene (-38%) le olefine (-21,9%) e i derivati (-13,4%) per minore disponibilità di prodotto. I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente del 9,9%, in particolare nelle olefine (-10,2%), negli aromatici (-5,4%) e nei derivati (-10,6%). Le produzioni di intermedi (5.818 migliaia di tonnellate) sono diminuite del 18,4% rispetto al 2018. Si registrano decrementi negli aromatici (-19,6%), nelle olefine (-18,9%) e nei derivati (-11,3%).

### Polimeri

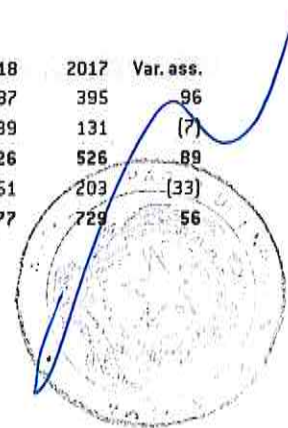
I ricavi dei polimeri (€2.201 milioni) sono diminuiti del 15% (-€388 milioni rispetto al 2018) per effetto dei minori volumi di vendita (-4,6%) nonché del calo dei prezzi medi unitari (-10,8%). Il business degli stirenici ha subito la riduzione dei volumi venduti (-4,3%) per minore disponibilità di prodotto; in calo i prezzi di vendita (-14,7%). In diminuzione i volumi di vendita del polietilene (-5%) a causa dell'oversupply e la pressione competitiva da parte di flussi più economici provenienti da Medio Oriente e USA. I prezzi medi sono in calo del 7,7%. Il decremento dei volumi venduti di elastomeri (-4,9%) è attribuibile ai minori volumi venduti di gomme NBR (-10,3%), di gomme termoplastiche (-14,8%) e BR (-3,7%); in aumento i volumi di gomme SBR (+1,7%) e di lattici (+1%). La diminuzione delle vendite di stirenici (-2%) è attribuibile principalmente allo stirene (-13,8%) e al polistirolo compatto (-5,9%); in aumento i volumi di ABS/SAN (+12,9%) e di polistirolo espandibile (+0,4%). Complessivamente in diminuzione i volumi venduti del business polietilene (-5%) con minori vendite di LLDPE (-4,3%), di LDPE (-21,7%), mentre sono in aumento i volumi di EVA (+39,9%). Le produzioni di polimeri (2.250 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto al 2018 per le minori produzioni di elastomeri (-7%), polietilene (-3,9%) e stirenici (-3,8%).

## INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici del settore di €933 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€683 milioni), finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, alla riconversione della Raffineria di Gela e al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) l'attività di marketing (€132 milioni) principalmente per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel Resto d'Europa; e (iii) nell'ambito della Chimica, interventi di manutenzione (€67 milioni), in materia di salute, sicurezza e ambiente (€26 milioni), nonché interventi di sviluppo e decarbonizzazione (€20 milioni).

La spesa in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing e Chimica è stata di circa €48 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 8 domande di brevetto.

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Refining		683	587	395	96
Marketing		132	139	131	(7)
		815	726	526	89
Chimica		118	151	203	(33)
<b>TOTALE INVESTIMENTI TECNICI</b>		<b>933</b>	<b>877</b>	<b>729</b>	<b>56</b>



*Me*

84573/477

# Corporate e altre attività

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(Infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,51	0,53	0,41
di cui: dipendenti		0,20	0,55	0,21
contrattisti		1,01	0,48	1,00
Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	1.681	1.589	1.462
Utile (perdita) operativo		(710)	(691)	(668)
Utile (perdita) operativo adjusted		(624)	(606)	(542)
Utile (perdita) netto adjusted		(884)	(965)	(1.041)
Investimenti tecnici		231	143	87
Potenza elettrica installata da fotovoltaico/eolico	(MW)	167	40	n.d.
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	(GWh)	66,9	19,3	16,1
Acqua trattata	(milioni di metri cubi)	30,7	29,7	22,2
Acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata in falda		5,1	4,8	4,2
Rifiuti smaltiti	(milioni di tonnellate)	2,0	1,9	1,3
Rifiuti recuperati rispetto ai rifiuti recuperabili	(%)	59	58	48
Spesa in R&S	(€ milioni)	75	57	44
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	14	13	7
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	6.245	5.880	5.735
di cui: all'estero		254	238	234

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Il settore "Corporate e altre attività" include i business:

(i) "Corporate e società finanziarie" comprende i risultati delle support function di Eni (pianificazione strategica, gestione delle risorse umane, finanza, amministrazione, servizi informatici, affari legali, affari internazionali e ricerca e sviluppo) e delle società controllate (Eni Finance International SA, Banque Eni SA, Eni International BV, Eni Finance USA Inc, Eni Insurance DAC, Eni Servizi, Eni Corporate University, AGI ed altre società minori) che si occupano di tesoreria, finanza, servizi generali e di supporto ai business; (ii) "altre attività" comprende i risultati della società controllata Eni Rewind, che esegue interventi di bonifica dei siti operativi dismessi e gestisce la filiera dei rifiuti provenienti dalle attività industriali e di risanamento, nonché il business Energy Solutions che si occupa di sviluppare il business dell'energia da fonti rinnovabili.

84573/478

## Performance dell'anno

Nel 2019, l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro registra un miglioramento rispetto al 2018, grazie all'impegno costante di Eni nel garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro. Nell'anno sono continuate le iniziative, rivolte sia al personale Eni sia al personale contrattista, per la diffusione della cultura della sicurezza ed in particolare per la promozione di comportamenti corretti e sicuri da attuare in tutti gli ambienti di vita. È stata lanciata la campagna "Safety starts @ office" per promuovere la sicurezza negli uffici e nelle sedi direzionali partendo dalle "Safety Golden Rules".

Nel 2019, l'acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata in falda è aumentata di oltre il 6%. Il risultato conferma l'impegno di Eni nel riutilizzo della quota di acqua bonificata per scopi civili o industriali, nell'avviare iniziative e valutazioni per l'utilizzo di acque di bassa qualità in sostituzione di acqua dolce e nella diminuzione dell'intensità idrica delle attività.

La capacità installata da energie rinnovabili ha raggiunto il livello di 167 MW.

Nel 2019, il settore Corporate e altre attività ha registrato un aumento di circa il 6% dei ricavi a seguito essenzialmente dell'incremento dell'attività di global client sia in relazione alle prestazioni di logistica ambientale che ai servizi di risanamento ambientale svolti per il Gruppo.

Gli investimenti tecnici di €231 milioni hanno riguardato essenzialmente lo sviluppo di progetti rinnovabili, economia circolare e digitalizzazione.

Nel 2019, la spesa di Ricerca e Sviluppo è stata pari a €75 milioni (€57 milioni nel 2018). Sono state depositate 14 domande di brevetto.

Nel corso del 2019, sono stati gestiti complessivamente circa 2 milioni di tonnellate di rifiuti, avviando gli stessi a recupero/smaltimento, con un aumento di circa il 5% rispetto al 2018.

## Attività dell'anno

### ENERGIE RINNOVABILI

Prosegue l'impegno di Eni nello sviluppo di progetti rinnovabili con una capacità installata complessiva al 31 dicembre 2019 pari a 167 MW, di cui 82 MW in Italia e circa 86 MW all'estero.

#### Italia

Nell'ambito del Progetto Italia, avviato l'impianto fotovoltaico presso il sito industriale di Porto Torres in Sardegna con una capacità installata di 31 MW. L'energia annuale prodotta sarà auto consumata per circa il 70% dalle società presenti nel sito industriale.

Al 31 dicembre 2019, realizzato circa il 90% dell'impianto fotovoltaico di Volpiano in Piemonte con una capacità complessiva di 18 MW (completato nel mese di gennaio 2020).

#### Kazakhstan

Al 31 dicembre 2019, realizzato il 70% dell'impianto di Badamsha, primo parco eolico di Eni, dalla capacità complessiva di 50 MW (completato nel mese di febbraio 2020). Il progetto realizzato in partnership con General Electric (GE), rientra nell'ambito dell'accordo siglato nel corso del 2017 tra Eni, GE e il Ministro dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan.

#### Australia

Completato l'impianto di Katherine nei Territorio del Nord con una capacità complessiva di 34 MW integrato con un sistema di accumulo di energia con una potenza installata di storage di circa 6 MW.

#### Pakistan

Nel novembre 2019 è stato avviato l'impianto fotovoltaico di Bhit, il primo progetto solare di Eni in Pakistan. L'installazione, a supporto delle facility produttive dell'omonimo giacimento a gas, fornisce energia solare operando in una configurazione offgrid. L'impianto,

con una capacità di picco di 10 MW, produce circa 20 GWh/anno e consente di ridurre i consumi di gas.

#### Tunisia

Completato l'impianto fotovoltaico da 5 MW (Eni 50%) nella concessione di Adam. L'impianto prevede un sistema di batterie di accumulo (con una potenza installata di storage di 2,2 MW) che permetterà di favorire l'integrazione con le turbine a gas esistenti.

Presso la città di Tataouine è inoltre in corso la costruzione di un ulteriore impianto fotovoltaico con una capacità installata di 10 MW (Eni 50%). Tale progetto, assegnato a seguito della partecipazione a una gara pubblica lanciata dal Ministero dell'Energia tunisino, prevede la fornitura di energia elettrica verde alla società di Stato STEG (Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz).

### ECONOMIA CIRCOLARE

Sviluppo della tecnologia Waste to Fuel per la trasformazione del rifiuto organico in intermedi di raffinazione, componenti per carburanti o basi chimiche; nel 2019 Eni Rewind ha avviato l'identificazione di possibili opportunità di sviluppo in Italia. In particolare, sono stati realizzati gli studi di fattibilità di un impianto Waste to Fuel a Porto Marghera, con una capacità di trattamento fino a 150.000 tonnellate all'anno di FORSU (Frazione Organica di Rifiuto Solido Urbano).

Nel 2019 è stata avviata la fase di ingegneria della prima applicazione su base industriale della tecnologia proprietaria Eni Rewind "Blue Water" finalizzata al trattamento e al recupero delle acque di produzione estratte da giacimento. È in corso l'istruttoria per l'ottenimento delle Autorizzazioni da parte degli Enti Locali.

me

84573/479

## Nuove iniziative in portafoglio

Nei mesi di settembre e novembre 2019, ArmWind LLP (Eni 100%) ha ottenuto, a seguito di due aste competitive, i diritti per la costruzione di un nuovo impianto eolico da 48 MW nell'area di Badamsha e di un impianto fotovoltaico da 50 MW nel Sud del Kazakhstan nei pressi di Shauldir.

Nell'ottobre 2019, è stata completata l'acquisizione di un progetto per la realizzazione di due centrali fotovoltaiche da 12,5 MW ciascuna presso i siti di Batchelor e Manton Dam, nel Territorio del Nord australiano. Gli impianti entreranno in produzione entro il terzo trimestre 2020.

## Partnership strategiche

Nel marzo 2019, Eni e Cassa Depositi e Prestiti (CDP) hanno firmato un Memorandum of Understanding (MoU) per l'identificazione di progetti in Italia nell'ambito di economia circolare, decarbonizzazione e sostenibilità. Tra essi, la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da intraprendere anche tramite il rilancio di siti industriali e la realizzazione congiunta di impianti per la trasformazione dei rifiuti organici in bio olio e acqua. In tale ambito, è stato firmato tra Eni Rewind e CDP ad agosto un accordo per la realizzazione congiunta di quattro impianti Waste to Fuel con una capacità totale di trattamento di 600.000 tonnellate/anno. È in corso l'attività di ingegneria del primo impianto industriale che verrà realizzato in un'area bonificata a Porto Marghera.

Nel settembre 2019, Eni e Mainstream Renewable Power, società per l'energia eolica e solare, hanno firmato un accordo di cooperazione per sviluppare progetti da fonti rinnovabili su larga scala, principalmente in Africa, nel Sud-Est Asiatico, e con un focus iniziale nel Regno Unito.

Nell'ottobre 2019, Eni, CDP, Fincantieri e Terna hanno firmato un accordo finalizzato alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da moto ondoso, realizzando su scala industria-

le, inizialmente sul territorio italiano, il progetto pilota Inertial Sea Wave Energy Converter (ISWEC).

Nel dicembre 2019, firmato accordo con Falck Renewables per lo sviluppo congiunto di progetti di energia rinnovabile negli Stati Uniti, con l'obiettivo di almeno 1 GW di capacità installata entro fine 2023. Nell'ambito dell'accordo è prevista inoltre l'acquisizione da parte di Eni di una partecipazione di minoranza del 49% negli impianti Falck già esistenti negli USA (116 MW di capacità, incluso un sistema di accumulo da 3 MW).

Firmato in Angola un Accordo di Concessione per la realizzazione (in due fasi) di un impianto fotovoltaico da 50 MW nella provincia di Namibe. L'impianto verrà realizzato da Solenova, joint venture tra Eni e Sonangol e sarà collegato alla rete di trasmissione nel sud del Paese.

Firmato un Protocollo d'Intesa con il Politecnico di Torino per una collaborazione nell'ambito dello studio di tutte le fonti di energia marina, dal moto ondoso all'eolico offshore, correnti oceaniche e di marea e gradiente salino.

# Commento ai risultati economico-finanziari

84573/480

## Adozione IFRS 16

Il bilancio consolidato 2019 e gli schemi riclassificati di conto economico, stato patrimoniale e rendiconto finanziario commentati nella relazione sulla gestione (v. pagine seguenti) sono stati redatti incorporando gli effetti del nuovo principio contabile IFRS 16 "Leases", entrato in vigore a inizio anno, che definisce un modello unico di rilevazione dei contratti di leasing, eliminando la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'adozione del nuovo principio ha determinato impatti rilevanti su tutte le principali metriche del bilancio Eni, in particolare sul livello di indebitamento finanziario netto, evidenziando una sorta di "effetto scalino" in considerazione del fatto che Eni al pari di tutti gli altri operatori si è avvalsa della facoltà di non eseguire il restatement dei comparative periods (modified retrospective approach). Maggiori informazioni sull'adozione dello IFRS 16, con particolare riguardo alle principali assunzioni adottate e degli espedienti pratici utilizzati in sede di prima applicazione, sono descritti nelle note illustrative del bilancio consolidato 2019 alla sezione "Modifiche dei criteri contabili". Ai fini di consentire ai fruitori dell'informativa finanziaria una migliore comprensione del commento ai risultati economici, al flusso di cassa e di stato patrimoniale del 2019, di seguito sono forniti una sintesi dell'accounting dei contratti di leasing in base al nuovo IFRS 16 e gli effetti sulle principali voci degli schemi di bilancio riclassificati del 2019.

### Accounting ex IFRS 16:

- nello stato patrimoniale, rilevazione in voci distinte dell'attivo e del passivo di un asset a fronte dei contratti di leasing in essere, rappresentativo del diritto d'uso del bene ("right-of-use asset" - ROU) e di una passività di pari importo ("lease liability" - LL), rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti futuri previsti dal contratto al loro valore attuale. Conseguentemente rispetto al trattamento contabile in vigore fino al 2018, il nuovo principio IFRS 16 ha determinato la rilevazione di una passività di significativo ammontare, classificata nell'indebitamento finanziario netto, con un corrispondente incremento nel rapporto di indebitamento "leverage";
- nel conto economico, tra i costi operativi, la rilevazione degli ammortamenti del ROU e, nella sezione finanziaria, la rilevazione degli interessi passivi maturati sulla LL, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile in vigore sino all'esercizio 2018. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati

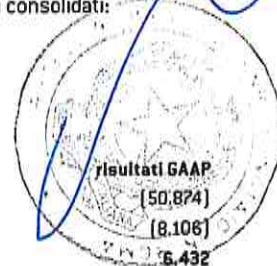
alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione nel caso di asset esplorativi;

- nel rendiconto finanziario, la rilevazione dei rimborsi della quota capitale della LL nei flussi di cassa netti da attività di finanziamento. Gli interessi passivi sono rilevati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione, in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset. Conseguentemente, rispetto al trattamento contabile in vigore fino al 2018, l'applicazione dell'IFRS 16 ha comportato un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando a parità di flusso di cassa netto: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglie più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, al netto degli esborsi per interessi passivi sulla LL non oggetto di capitalizzazione; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglie più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla LL oggetto di capitalizzazione; tali effetti sono compensati dal peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglie gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della LL.

Infine, l'ammontare della LL oggetto di rilevazione iniziale sconta, nel caso di una oil company quale Eni, le specificità dell'upstream dove la conduzione dei progetti Oil & Gas, secondo lo schema contrattuale delle joint operations non incorporate, comporta che le LL associate ai contratti di leasing attivati dall'operatore per conto della venture siano rilevate per intero nel bilancio dell'operatore, ancorché gli accordi in essere prevedano meccanismi di recupero della LL dai follower. Questo perché in base all'interpretazione legale del principio, l'operatore è il soggetto che assume la «primary responsibility» per l'adempimento dell'obbligazione nei confronti del locatore. Corrispondentemente il ROU dell'asset utilizzato dalla joint operation è rilevato al 100% nel bilancio dell'operatore. Diversamente nei casi in cui contestualmente tutti i co-venturers firmano il contratto di leasing, rilevano pro-quota la LL e il ROU sulla base del working interest posseduto nell'iniziativa.

Impatti dell'adozione IFRS 16 sugli schemi consolidati:

	(€ milioni)	Esercizio 2019		risultati GAAP (50.874) (8.106) 6.432 (9.670) 155
		ante IFRS 16	effetti IFRS 16	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(51.908)	1.034	
Ammortamenti		(7.276)	(830)	
<b>Utile operativo</b>		<b>6.228</b>	<b>204</b>	
Oneri finanziari e imposte		(9.338)	(332)	
<b>Utile netto</b>		<b>283</b>	<b>(128)</b>	



me

84573/481

	[€ milioni]	1° Gennaio 2019		
		ante IFRS 16 opening balance	Stato Patrimoniale effetti IFRS 16	risultati GAAP
Capitale immobilizzato		71.567	5.643	77.210
Capitale circolante netto		(11.324)	116	(11.208)
Indebitamento finanziario netto		8.289	5.759	14.048
Patrimonio netto		51.073		51.073
Leverage		0,16		0,28

	[€ milioni]	Esercizio 2019		
		ante IFRS 16	Rendiconto finanziario effetti IFRS 16	risultati GAAP
Flusso di cassa netto da attività operativa (FFO)		11.726	666	12.392
Investimenti tecnici		(8.587)	211	(8.376)
Free Cash Flow (FCF)		381	877	1.258
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento (CFFF)		(4.964)	(877)	(5.841)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti (CASH FLOW)		(4.861)		(4.861)

## CONTO ECONOMICO

	[€ milioni]	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		69.881	75.822	66.919	(5.941)	(7,8)
Altri ricavi e proventi		1.160	1.116	4.058	44	3,9
Costi operativi		(54.302)	(59.130)	(55.412)	4.828	8,2
Altri proventi e oneri operativi		287	129	(32)	158	..
Ammortamenti		(8.106)	(6.988)	(7.483)	(1.118)	(16,0)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		(2.188)	(866)	225	(1.322)	..
Radiazioni		(300)	(100)	(263)	(200)	..
<b>Utile (perdita) operativo</b>		<b>6.432</b>	<b>9.983</b>	<b>8.012</b>	<b>(3.551)</b>	<b>(35,6)</b>
Proventi (oneri) finanziari		(879)	(971)	(1.236)	92	9,5
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		193	1.095	68	(902)	..
<b>Utile (perdita) prima delle imposte</b>		<b>5.746</b>	<b>10.107</b>	<b>6.844</b>	<b>(4.361)</b>	<b>(43,1)</b>
Imposte sul reddito		(5.591)	(5.970)	(3.467)	379	6,3
Tax rate (%)		97,3	59,1	50,7	38,2	
<b>Utile (perdita) netto</b>		<b>155</b>	<b>4.137</b>	<b>3.377</b>	<b>(3.982)</b>	<b>(96,3)</b>
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		148	4.126	3.374	(3.978)	(96,4)
- interessenze di terzi		7	11	3	(4)	..

### Risultati reported

Nel 2019 il gruppo ha conseguito un **utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €148 milioni (€4.126 milioni nell'esercizio 2018). L'utile operativo reported è stato di €6.432 milioni con una flessione di circa il 36% rispetto al 2018, ovvero -€3,6 miliardi riferibili per circa l'80% alla E&P.

Tali risultati sono maturati in un contesto operativo e di mercato sfidante a causa del rallentamento del ciclo macroeconomico globale, della decelerazione nel commercio internazionale innescata dalla "trade dispute" tra USA e Cina, nonché di sviluppi geopolitici avversi che hanno aumentato l'incertezza negli operatori, condizionando in alcune aree specifiche in modo diretto la performance dell'Eni. L'insieme di questi fattori ha frenato la domanda di commodity energetiche e i consumi di carburanti e di materie plastiche a livello globale, amplificando gli impatti negativi della sovrapproduzione di petrolio e

gas nella fase upstream e della pressione competitiva da parte di produttori con strutture di costo più vantaggiose e dell'eccesso di capacità nelle fasi downstream raffinazione/chimica. In tale scenario, il Gruppo ha registrato la flessione generalizzata dei prezzi di realizzo e dei margini in tutti i settori di business con un impatto in termini di minore EBIT stimato in -€2,5 miliardi dovuto principalmente al crollo dei prezzi del gas upstream in tutte le geografie con particolare enfasi per il riferimento delle vendite in Europa (PSV Italia -34%), nonché dei margini del GNL. La performance operativa ha risentito di alcuni incidenti (l'evento di Priolo a gennaio) e di fermate non programmate o indisponibilità d'impianti (Goliat in Norvegia, la raffineria di Bayernoil, i cracker di Porto Marghera e di Dunkerque). Tali fattori negativi sono stati in parte attenuati dalla crescita della produzione di idrocarburi che ha raggiunto il plateau di 1,87 milioni di boe/giorno, nuovo record nella storia dell'Eni, da azioni di efficienza e di ottimizzazione e in generale dalla tenuta dei

84573/682

business retail (Gas & Power e vendite carburanti rete ed extrarete) nonostante si tratti di business privi di barriere d'ingresso grazie alla maggiore efficacia dell'azione commerciale e alla continua innovazione di prodotto/servizio. Inoltre l'utile operativo è stato penalizzato da circa €2,2 miliardi di svalutazioni principalmente di proprietà Oil & Gas e delle raffinerie a causa principalmente della revisione dello scenario margini e di minori performance di giacimento.

Oltre che dalla minore performance operativa, l'utile netto è stato penalizzato dalla flessione dei proventi da partecipazioni (-€902 milioni), dovuta alla circostanza che nel 2018 furono rilevate la plusvalenza sull'operazione Vår Energi (€889 milioni) e la ripresa di valore di €262 milioni di Angola LNG, nonché dal peggioramento del tax rate reported dovuto al maggiore tax rate della E&P, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata

fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico, la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che prevedono aliquote legali significativamente più contenute e la svalutazione di circa €0,9 miliardi di imposte differite attive delle società italiane dovuta alle minori prospettive di redditività.

L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un miglioramento di €204 milioni a livello di utile operativo dovuto al beneficio dell'eliminazione dei canoni per beni in leasing, in parte compensato dalla rilevazione dell'ammortamento del diritto d'uso, corrispondente al valore attualizzato degli stessi canoni. L'utile netto evidenzia un peggioramento di €128 milioni dovuto alla rilevazione degli oneri finanziari maturati sulla passività per leasing che hanno un profilo decrescente nel tempo a differenza degli ammortamenti del ROU che sono lineari.

Di seguito i principali indicatori di scenario dell'esercizio:

	2019	2018	2017	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	64,30	71,04	54,27	(9,5)
Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,119	1,181	1,130	(5,2)
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	57,44	60,15	48,03	(4,5)
Standard Eni Refining Margin (SERM) <sup>(c)</sup>	4,3	3,7	5,0	16,2
PSV <sup>(d)</sup>	171	260	211	(34,2)
TTF <sup>(d)</sup>	142	243	183	(41,6)

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In euro per migliaia di metri cubi.

#### Risultati adjusted e composizione degli special item

	[€ milioni]	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Utile (perdita) operativo</b>		<b>6.432</b>	<b>9.983</b>	<b>8.012</b>	<b>(3.551)</b>	<b>(35,6)</b>
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(223)	96	(219)		
Esclusione special item		2.388	1.161	(1.990)		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>		<b>8.597</b>	<b>11.240</b>	<b>5.803</b>	<b>(2.643)</b>	<b>(23,5)</b>
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>		<b>148</b>	<b>4.126</b>	<b>3.374</b>	<b>(3.978)</b>	<b>(96,4)</b>
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(157)	69	(156)		
Esclusione special item		2.885	388	(839)		
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>		<b>2.876</b>	<b>4.583</b>	<b>2.379</b>	<b>(1.707)</b>	<b>(37,2)</b>
<b>Tax rate [%]</b>		<b>64,2</b>	<b>56,2</b>	<b>56,8</b>		

Nel 2019 l'utile operativo adjusted di €8.597 milioni è diminuito del 24% rispetto al 2018. Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario/tassi di attualizzazione e dello IFRS 16, il risultato aumenta del 5%. Tale trend riflette il contributo del settore E&P, che ha registrato un miglioramento della performance operativa del 7% escludendo il risultato di Eni Norge nel 2018 e al netto dello scenario, dello IFRS 16 e dell'effetto dei minori tassi di attualizzazione sui costi d'abbandono capitalizzati con conseguenti maggiori ammortamenti, per effetto della crescita delle produzioni.

Il settore G&P ha conseguito un utile operativo adjusted di €654 milioni, +20%. La performance del business wholesale gas riflette principalmente il contributo delle ottimizzazioni del portafoglio gas in Europa, che ha beneficiato di uno scenario di mercato particolarmente volatile, parzialmente assorbito dal minor contributo del business GNL impattato negativamente dallo scenario economico in Asia con ricadute sui margini e sui volumi. Il business retail ha

beneficiato della maggiore efficacia dell'azione commerciale, dei maggiori ricavi extracommodity e minori costi operativi.

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

Il risultato netto adjusted di €2.876 milioni è in calo del 37% per effetto della flessione della performance operativa, parzialmente compensata dal miglioramento della gestione finanziaria (+€135 milioni) che riflette la circostanza che il 2018 recepisce la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo.

Il tax rate adjusted si attesta al 64%, in aumento di circa 8 punti percentuali rispetto all'esercizio precedente, per effetto del maggiore tax rate della E&P, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico e la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che prevedono aliquote legali significativamente più contenute.

P.e



84573 / 483

L'utile netto adjusted comprende special item costituiti da oneri netti di €2.885 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutative:

- (i) le svalutazioni nette di proprietà Oil & Gas del settore E&P dovute a revisioni negative delle riserve e dei profili produttivi, nonché di alcuni asset per allinearli al fair value (€1.217 milioni);
- (ii) le svalutazioni di impianti riferite in particolare alla svalutazione della raffineria di Sannazzaro, dovuta alla revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini di raffinazione e al peggioramento dei costi operativi, nonché agli investimenti di periodo relativi a CGU della R&M, interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (in complesso €819 milioni);
- (iii) la svalutazione di impianti di Versalis per effetto del deterioramento dello scenario margini (€103 milioni);
- (iv) la svalutazione di centrali power (€42 milioni) per effetto del deterioramento dello scenario Clean Spark Spread;
- (v) le plusvalenze sulla cessione di proprietà Oil & Gas, riferite in particolare alla cessione di Merakes a Neptune (€145 milioni);
- (vi) oneri ambientali (€338 milioni) rilevati in particolare nel settore R&M e Chimica;
- (vii) la rilevazione di un indennizzo assicurativo (€88 milioni) relativo all'impianto EST;
- (viii) l'effetto contabile della valutazione a fair value di derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o per poter beneficiare della "own use exemption" (un provento di €423 milioni);
- (ix) la differenza negativa tra la variazione delle rimanenze gas valorizzate a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e la valorizzazione gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svasso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (onere di €145 milioni);
- (x) la riclassifica del saldo relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione (positivo per €108 milioni);
- (xi) l'effetto fiscale degli special item illustrati, nonché la svalutazione di imposte differite attive Italia per le minori prospettive reddituali (€893 milioni).

#### Dettaglio degli special item

	(€ milioni)	2019	2018	2017
<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>		<b>2.388</b>	<b>1.161</b>	<b>(1.990)</b>
- oneri ambientali		338	325	208
- svalutazioni (riprese di valore) nette		2.188	866	(221)
- plusvalenze nette su cessione di asset		(151)	(452)	(3.283)
- accantonamenti a fondo rischi		3	380	448
- oneri per incentivazione all'esodo		45	155	49
- derivati su commodity		(439)	(133)	146
- differenze e derivati su cambi		108	107	(248)
- ripristino ammortamenti Eni Norge			(375)	
- altro		296	288	911
<b>Oneri (proventi) finanziari</b>		<b>(42)</b>	<b>(85)</b>	<b>502</b>
di cui:				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(108)	(107)	248
<b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>		<b>188</b>	<b>(798)</b>	<b>372</b>
di cui:				
- plusvalenze da cessione		(46)	(909)	(163)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		148	67	537
<b>Imposte sul reddito</b>		<b>351</b>	<b>110</b>	<b>277</b>
di cui:				
- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		893	99	
- riforma fiscale Stati Uniti				115
- fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro		(542)	11	162
<b>Totale special item dell'utile (perdita) netto</b>		<b>2.885</b>	<b>388</b>	<b>(839)</b>

84573/186

L'analisi dell'utile netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	3.436	4.955	2.724	(1.519)	(30,7)
Gas & Power	426	310	52	116	..
Refining & Marketing e Chimica	(75)	238	663	(313)	..
Corporate e altre attività	(884)	(965)	(1.041)	81	8,4
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato <sup>(a)</sup>	(20)	56	(16)	(76)	..
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>	<b>2.883</b>	<b>4.594</b>	<b>2.382</b>	<b>(1.711)</b>	<b>(37,2)</b>
<i>di competenza:</i>					
- azionisti Eni	2.876	4.583	2.379	(1.707)	(37,2)
- interessenze di terzi	?	11	3	(4)	..

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirenta.

## Analisi delle voci del conto economico

### Ricavi

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	23.572	25.744	19.525	(2.172)	(8,4)
Gas & Power	50.015	55.690	50.623	(5.675)	(10,2)
Refining & Marketing e Chimica	23.334	25.216	22.107	(1.882)	(7,5)
- Refining & Marketing	19.640	20.646	17.688	(1.006)	(4,9)
- Chimica	4.123	5.123	4.851	(1.000)	(19,5)
- Elisioni	(429)	(553)	(432)		
Corporate e altre attività	1.681	1.589	1.462	92	5,8
Elisioni di consolidamento	(28.721)	(32.417)	(26.798)	3.696	..
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>69.881</b>	<b>75.822</b>	<b>66.919</b>	<b>(5.941)</b>	<b>(7,8)</b>
Altri ricavi e proventi	1.160	1.116	4.058	44	3,9
<b>Totale ricavi</b>	<b>71.041</b>	<b>76.938</b>	<b>70.977</b>	<b>(5.897)</b>	<b>(7,7)</b>

I ricavi complessivi ammontano a €71.041 milioni, evidenziando una riduzione del 7,7%.

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2019 (€69.881 milioni) sono diminuiti di €5.941 milioni rispetto al 2018 (-7,8%), con il seguente breakdown:

- i ricavi della Exploration & Production (€23.572 milioni) evidenziano una riduzione dell'8,4% per effetto del deterioramento delle quotazioni del Brent e dei prezzi del gas in Europa, che ha comportato una riduzione dei prezzi medi di realizzo in dollari degli idrocarburi dell'8,3%, inoltre la riduzione riflette l'effetto del deconsolidamento di Eni Norge, consolidata integralmente nel 2018;

- i ricavi del settore Gas & Power (€50.015 milioni) in riduzione di €5.675 milioni (-10,2%) scontano la riduzione delle quotazioni del prezzo del gas in Europa e delle quotazioni del GNL per effetto del deterioramento dello scenario asiatico e dei minori volumi commercializzati;

- i ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€23.334 milioni) si riducono di €1.882 milioni (-7,5%) per effetto della flessione delle quotazioni medie di benzine e gasoli, nonché del calo dei prezzi medi unitari di vendita della Chimica e della riduzione delle vendite principalmente nel segmento degli intermedi.

### Costi operativi

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	50.874	55.622	51.548	(4.748)	(8,5)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	432	415	913	17	4,1
Costo lavoro	2.996	3.093	2.951	(97)	(3,1)
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	45	155	49		
<b>Totale costi operativi</b>	<b>54.302</b>	<b>59.130</b>	<b>55.412</b>	<b>(4.828)</b>	<b>(8,2)</b>

re

84573/485

I costi operativi sostenuti nel 2019 (€54.302 milioni) sono diminuiti di €4.828 milioni rispetto al 2018, pari all'8%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€50.874 milioni) sono diminuiti di circa il 9% per effetto essenzialmente della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long term e cariche petrolchimiche e petrolchimiche).

Il costo lavoro (€2.996 milioni) è diminuito di €97 milioni rispetto al 2018 principalmente per effetto della circostanza che nel 2018 furono stanziati oneri per incentivazione all'esodo relativi principalmente al piano di uscita anticipata di personale Eni gas e luce SpA, ai sensi dell'art. 4, Legge 92/2012.

#### Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.060	6.152	6.747	908	14,8
Gas & Power	447	408	345	39	9,6
Refining & Marketing e Chimica	485	399	360	86	21,6
Corporate e altre attività	146	59	60	87	..
Effetto eliminazione utili interni	(32)	(30)	(29)	(2)	..
<b>Totale ammortamenti</b>	<b>8.106</b>	<b>6.963</b>	<b>7.483</b>	<b>1.118</b>	<b>16,0</b>
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing	2.188	866	(225)	1.322	..
<b>Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette</b>	<b>10.294</b>	<b>7.854</b>	<b>7.258</b>	<b>2.440</b>	<b>31,1</b>
Radiazioni	300	100	263	200	..
	<b>10.594</b>	<b>7.954</b>	<b>7.521</b>	<b>2.640</b>	<b>33,2</b>

Gli **ammortamenti** (€8.106 milioni) sono aumentati del 16% rispetto al 2018, principalmente nel settore Exploration & Production per effetto essenzialmente della rilevazione degli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso come previsto dall'applicazione dell'IFRS 16, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile in

vigore sino all'esercizio 2018 nonché degli avvii e ramp-up di nuovi progetti.

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** (€2.188 milioni), commentate nel paragrafo "special item", sono così articolate:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Exploration & Production	1.217	726	(158)	491
Gas & Power	37	(71)	(146)	108
Refining & Marketing e Chimica	922	193	54	729
Corporate e altre attività	12	18	25	(6)
<b>Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing</b>	<b>2.188</b>	<b>866</b>	<b>(225)</b>	<b>1.322</b>

Le **radiazioni** (€300 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off di pozzi esplorativi di insuccesso dovuto al mancato rinvie-

nimento di quantità sufficienti di risorse per giustificarne lo sviluppo principalmente in Australia, Kazakhstan e Pakistan.

#### Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.417	10.214	7.651	(2.797)	(27,4)
Gas & Power	699	629	75	70	11,1
Refining & Marketing e Chimica	(854)	(380)	981	(474)	..
Corporate e altre attività	(710)	(691)	(668)	(19)	(2,7)
Effetto eliminazione utili interni	(120)	211	(27)	(331)	..
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>6.432</b>	<b>9.983</b>	<b>8.012</b>	<b>(3.551)</b>	<b>(35,6)</b>

84573/486

**Utile operativo adjusted**

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività:

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Utile (perdita) operativo</b>		<b>6.432</b>	<b>9.983</b>	<b>8.012</b>	<b>(3.551)</b>	<b>(35,6)</b>
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(223)	96	(219)		
Esclusione special item		2.388	1.161	(1.990)		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>		<b>8.597</b>	<b>11.240</b>	<b>5.803</b>	<b>(2.643)</b>	<b>(23,5)</b>
<b>Dettaglio per settore di attività:</b>						
Exploration & Production		8.640	10.850	5.173	(2.210)	(20,4)
Gas & Power		654	543	214	111	20,4
Refining & Marketing e Chimica		(48)	380	991	(428)	(112,6)
Corporate e altre attività		(624)	(606)	(542)	(18)	(3,0)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		(25)	73	(33)	(99)	
		<b>8.597</b>	<b>11.240</b>	<b>5.803</b>	<b>(2.643)</b>	<b>(23,5)</b>

L'utile operativo adjusted di €8.597 milioni è diminuito del 24% rispetto allo stesso periodo del 2018. Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario/tassi di attualizzazione e dello IFRS 16, il risultato aumenta

del 5%, trainato dalla crescita produttiva della E&P e dal consolidamento dei risultati del G&P. Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

**Proventi (oneri) finanziari netti**

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>		<b>(962)</b>	<b>(627)</b>	<b>(834)</b>	<b>(335)</b>
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine		(740)	(685)	(751)	(55)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(378)			(378)
- Interessi attivi verso banche		21	18	12	3
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		127	32	(111)	95
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		8	8	16	
<b>Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati</b>		<b>(14)</b>	<b>(307)</b>	<b>837</b>	<b>293</b>
- Strumenti finanziari derivati su valute		9	(329)	809	338
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		(23)	22	28	(45)
<b>Differenze di cambio</b>		<b>250</b>	<b>341</b>	<b>(905)</b>	<b>(91)</b>
<b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>		<b>(246)</b>	<b>(430)</b>	<b>(407)</b>	<b>184</b>
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		112	132	128	(20)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(255)	(249)	(264)	(6)
- Altri proventi (oneri) finanziari		(103)	(313)	(271)	210
		<b>(972)</b>	<b>(1.023)</b>	<b>(1.309)</b>	<b>51</b>
<b>Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale</b>		<b>93</b>	<b>52</b>	<b>73</b>	<b>41</b>
		<b>(879)</b>	<b>(971)</b>	<b>(1.236)</b>	<b>92</b>

Gli oneri finanziari netti di €879 milioni migliorano di €92 milioni rispetto al 2018. I principali driver sono stati: (i) la variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€338 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IFRS 9, compensata dalle differenze cambio (-€91 milioni); (ii) la riduzione degli altri oneri finanziari, che riflette la circostanza

che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo (circa €270 milioni); e (iii) la rilevazione di proventi su cambi realizzati con il rimborso del capitale di alcune controllate con valute diverse dall'euro. Tali variazioni positive sono state in parte compensate dalla rilevazione degli interessi passivi maturati sulla lease liability (€378 milioni).

P u

84573/687

**Proventi (oneri) su partecipazioni**

2019	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		7	(11)	(63)	(21)	(88)
Dividendi		197		50		247
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		17		2		19
Altri proventi (oneri) netti			15			15
		221	4	(11)	(21)	193

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €193 milioni e riguardano:

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

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(88)	(68)	(267)	(20)
Dividendi		247	231	205	16
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		19	22	163	(3)
Altri proventi (oneri) netti		15	910	(33)	(895)
<b>Proventi (oneri) su partecipazioni</b>		<b>193</b>	<b>1.095</b>	<b>68</b>	<b>(902)</b>

La flessione dei proventi di €902 milioni rispetto al 2018 è dovuta alla circostanza che nel 2018 furono rilevate la plusvalenza sull'o-

perazione Vår Energi (€889 milioni) e la ripresa di valore della partecipazione in Angola LNG nel settore E&P (€262 milioni).

**Imposte sul reddito**

Le imposte sul reddito sono in riduzione di €379 milioni a €5.591 milioni per effetto essenzialmente del decremento dell'utile ante imposte (-€4.361 milioni rispetto al 2018). Il tax rate si attesta al 97% rispetto al 59% del 2018 influenzato dal maggiore tax rate della E&P, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico e la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che

prevedono aliquote legali significativamente più contenute e la svalutazione di circa €0,9 miliardi di imposte differite attive delle società italiane dovuta alle minori prospettive di redditività.

Il tax rate adjusted si attesta al 64%, in aumento rispetto al 2018 (56%), scontando l'aumento del tax rate E&P (circa 6 punti percentuali) per effetto degli stessi driver commentati al tax rate reported.

84573/688

Risultati per settore di attività<sup>1</sup>

## Exploration &amp; Production

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Utile (perdita) operativo</b>		<b>7.417</b>	<b>10.214</b>	<b>7.651</b>	<b>(2.797)</b>	<b>(27,4)</b>
Esclusione special item:		1.223	636	(2.478)		
- oneri ambientali		32	110	46		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.217	726	(154)		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(145)	(442)	(3.269)		
- oneri per incentivazione all'esodo		23	26	19		
- accantonamenti a fondo rischi		(18)	360	366		
- differenze e derivati su cambi		14	(6)	(68)		
- altro		100	(138)	582		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>		<b>8.640</b>	<b>10.850</b>	<b>5.173</b>	<b>(2.210)</b>	<b>(20,4)</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(362)	(366)	(50)	4	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		312	285	408	27	
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(5.154)	(5.814)	(2.807)	660	
Tax rate (%)		60,0	54,0	50,8	6,0	
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>		<b>3.436</b>	<b>4.955</b>	<b>2.724</b>	<b>(1.519)</b>	<b>(30,7)</b>
I risultati includono:						
costi di ricerca esplorativa:		489	380	525	109	28,7
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		275	287	273	(12)	(4,2)
- radiazione di pozzi di insuccesso <sup>(b)</sup>		214	93	252	121	130,1
<b>Prezzi medi di realizzo</b>						
Petrolio <sup>(c)</sup>	(\$/barile)	59,26	65,47	50,06	(6,21)	(9,5)
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	174,59	183,74	130,31	(9,15)	(5,0)
Idrocarburi	(\$/boe)	43,54	47,48	35,06	(3,94)	(8,3)

(a) Escludono gli special item

(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.

(c) Include condensati.

Nel 2019 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €8.640 milioni con una riduzione del 20% rispetto al 2018. La variazione si ridetermina in +7% escludendo dal periodo di confronto: (i) il contributo della ex-controllata Eni Norge, oggetto di business combination con Point Resources ai fini della costituzione di Vår Energi, joint venture valutata a equity, operativa dall'1/1/2019; (ii) l'effetto dello IFRS 16; (iii) quello negativo dello scenario riferito a una moderata flessione per quanto riguarda il prezzo del petrolio (-9% per il marker Brent in USD), mentre il calo dei prezzi del gas è stato nettamente più accentuato a causa dell'oversupply globale e della contrazione della domanda asiatica con flessioni del 34% per il prezzo spot Italia, principale riferimento per le vendite nei mercati europei, e del 19% per l'Henry Hub, solo parzialmente compensati dall'apprezzamento dello USD vs. EUR (+5%); (iv) l'effetto della riduzione dei tassi di interesse sull'attualizzazione dell'asset retirement cost che ha determinato maggiori ammortamenti per circa €200 milioni. In particolare l'effetto scenario di circa €2,23 miliardi, sconta oltre alla flessione dei prezzi del gas di produzione, anche il minor margine sulla commercializzazione di volumi di gas libico non equity, che sono esitati sul mercato europeo. Tale minor margine non è riflesso nei prezzi di realizzo del gas che sono relativi al solo gas equity. La migliore performance è dovuta all'effetto positivo volu-

me/mix per il maggiore contributo di barili a più elevata redditività, in parte compensata da maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso.

L'utile operativo include il margine relativo a volumi di idrocarburi, inclusi nelle produzioni, pagati dall'acquirente in applicazione della clausola take-or-pay, ma non ritirati, nell'ambito di un contratto di fornitura long term, per i quali il management ha valutato remota la probabilità che il buyer eserciti il diritto di prelievo in successivi reporting period entro le scadenze contrattuali.

L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per **special item** di €1.223 milioni.

L'**utile netto adjusted** di €3.436 milioni è diminuito del 31% per effetto della riduzione dell'utile operativo. Il risultato della gestione partecipazioni comprende la quota di competenza Eni del risultato della JV Vår Energi (€122 milioni) e i dividendi di Nigeria LNG (€186 milioni), parzialmente compensati dalle perdite delle joint venture in Venezuela. Il confronto a livello di utile netto risente della circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti finanziari relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo. L'incremento del tax rate adjusted rispettivamente di 6 punti percentuali è dovuto alla maggiore incidenza degli utili prodotti in Paesi a più elevata fiscalità. Il cash tax rate si attesta al 30%.

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

84573/489

**Gas & Power**

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		699	629	75	70	11,1
Esclusione special item:		(45)	(86)	139		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		37	(71)	(146)		
- oneri ambientali			(1)			
- oneri per incentivazione all'esodo		4	122	38		
- derivati su commodity		(423)	(156)	157		
- differenze e derivati su cambi		92	112	(171)		
- altro		245	(92)	261		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>		<b>654</b>	<b>543</b>	<b>214</b>	<b>111</b>	<b>20,4</b>
- Gas & LNG Marketing and Power		376	342	77	34	9,9
- Eni gas e luce		278	201	137	77	38,3
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(23)	(4)	10	(19)	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		(11)	9	(9)	(20)	
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(194)	(238)	(163)	44	
Tax rate (%)		31,3	43,4	75,8	(12,1)	
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>		<b>426</b>	<b>310</b>	<b>52</b>	<b>116</b>	<b>37,4</b>

[a] Escludono gli special item.

Nel 2019 il settore Gas & Power ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €654 milioni, +20% rispetto al 2018. Tale risultato è stato trainato dalla performance del business wholesale gas che riflette principalmente il contributo delle ottimizzazioni del portafoglio gas e power in Europa che ha beneficiato di uno scenario di mercato particolarmente volatile, parzialmente assorbito dalla riduzione del risultato del business GNL impattato negativamente dallo scenario economico in Asia con ricadute sui margini e sui volumi. Il business retail Gas & Power ha conseguito un notevole miglioramento di performance (crescita del 38% dell'utile operativo adjusted nell'esercizio) grazie alla maggiore efficacia dell'a-

zione commerciale, ai maggiori ricavi extracommodity e ai minori costi operativi.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica negativa per gli **special item** di €45 milioni.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €426 milioni, in miglioramento del 37% a seguito dell'incremento della performance operativa.

Il tax rate adjusted dell'anno si normalizza al 31%, in riduzione rispetto al 43% del 2018 che risentiva dell'elevata incidenza del tax rate di alcune società estere.

**Refining & Marketing e Chimica**

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(854)	(380)	981	(474)	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(318)	234	(213)		
Esclusione special item:		1.124	526	223		
- oneri ambientali		244	193	136		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		922	193	54		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(5)	(9)	(13)		
- accantonamenti a fondo rischi		(2)	21			
- oneri per incentivazione all'esodo		8	8	(6)		
- derivati su commodity		(16)	23	(11)		
- differenze e derivati su cambi		2	1	(9)		
- altro		(29)	96	72		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>		<b>(48)</b>	<b>380</b>	<b>991</b>	<b>(428)</b>	<b>..</b>
- Refining & Marketing		220	390	531	(170)	(43,6)
- Chimica		(268)	(10)	460	(258)	..
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(11)	11	5	(22)	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		37	(2)	19	39	
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(53)	(151)	(352)	98	
Tax rate (%)		..	38,8	34,7	..	..
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>		<b>(75)</b>	<b>238</b>	<b>663</b>	<b>(313)</b>	<b>..</b>

[a] Escludono gli special item.

84573/490

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €220 milioni, in riduzione del 44% rispetto al 2018. La minore performance del business rispetto ai comparative period è dovuta al deterioramento dello scenario di raffinazione, in particolare al generale apprezzamento dei greggi rispetto al greggio di riferimento Brent, nonché allo scenario meno favorevole dei prodotti, in particolare i lubrificanti, e all'indisponibilità di alcuni impianti. La buona performance del marketing ha attenuato la contrazione dei margini della raffinazione.

La **Chimica** nel corso del 2019, con la **perdita operativa adjusted** di €268 milioni, è stata pesantemente condizionata da uno scenario depresso a causa del rallentamento della domanda dei principali settori utilizzatori di materie plastiche, in particolare l'automotive, e dalla mi-

nore domanda di "plastiche mono-uso". Inoltre, in un mercato globale in contrazione, la pressione sui margini è stata accentuata dalla pressione competitiva da parte di produttori a basso costo delle materie prime (ad esempio i produttori USA che utilizzano i cracker a etano). Questo ha determinato spread dei prodotti rispetto alla carica su valori non remunerativi per il polietilene e significative flessioni negli stirenici e negli elastomeri. Infine, il risultato è stato influenzato in misura significativa dall'incidente occorso all'hub di Priolo, tornato in piena operatività solo a fine luglio, e da altre fermate non programmate. L'utile operativo adjusted del settore è ottenuto con una rettifica negativa per gli **special item** di €1.124 milioni.

Su base netta, il risultato negativo per €75 milioni riflette l'andamento sfavorevole della performance operativa.

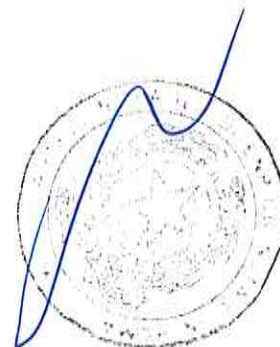
## Corporate e altre attività

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
<b>Utile (perdita) operativo</b>		<b>(710)</b>	<b>(691)</b>	<b>(669)</b>	<b>(19)</b>	<b>(2,7)</b>
Esclusione special item:		86	85	126		
- oneri ambientali		62	23	26		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		12	18	25		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)	(1)	(1)		
- accantonamenti a fondo rischi		23	(1)	82		
- oneri per incentivazione all'esodo		10	(1)	(2)		
- altro		(20)	47	(4)		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>		<b>(624)</b>	<b>(606)</b>	<b>(542)</b>	<b>(18)</b>	<b>(3,0)</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(525)	(697)	(699)	172	24,7
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		43	5	22	38	..
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		222	333	178	(111)	(33,3)
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>		<b>(884)</b>	<b>(965)</b>	<b>(1.041)</b>	<b>81</b>	<b>8,4</b>

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato Corporate e altre attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operative per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi

operativi delle attività di bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment).



me



84573/491

## STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare

le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE adjusted) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

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

	(€ milioni)	31 dicembre 2019	Impatti adozione IFRS 16 su opening balance 01/01/2019	31 dicembre 2018	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari		62.192		60.302	1.890
Diritto di utilizzo beni in leasing		5.349	5.643		5.349
Attività immateriali		3.059		3.170	[111]
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.371		1.217	154
Partecipazioni		9.964		7.963	2.001
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.234		1.314	[80]
Debiti netti relativi all'attività di investimento		[2.235]		[2.399]	164
		<b>80.934</b>	<b>5.643</b>	<b>71.567</b>	<b>9.367</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze		4.734		4.651	83
Crediti commerciali		8.519		9.520	[1.001]
Debiti commerciali		[10.480]	128	[11.645]	1.165
Attività (passività) tributarie nette		[1.594]		[1.364]	[230]
Fondi per rischi e oneri		[14.106]		[11.626]	[2.480]
Altre attività (passività) d'esercizio		[1.864]	[12]	[860]	[1.004]
		<b>[14.791]</b>	<b>116</b>	<b>[11.324]</b>	<b>[3.467]</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>		<b>[1.136]</b>		<b>[1.117]</b>	<b>[19]</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>		<b>18</b>		<b>236</b>	<b>[218]</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>		<b>65.025</b>	<b>5.759</b>	<b>59.362</b>	<b>5.663</b>
Patrimonio netto degli azionisti Eni		47.839		51.016	[3.177]
Interessenze di terzi		61		57	4
<b>Patrimonio netto</b>		<b>47.900</b>		<b>51.073</b>	<b>[3.173]</b>
<b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16</b>		<b>11.477</b>		<b>8.289</b>	<b>3.188</b>
Passività per leasing		5.648	5.759		5.648
- di cui working interest Eni		3.672	3.730		3.672
- di cui working interest follower		1.976	2.029		1.976
<b>Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16</b>		<b>17.125</b>	<b>5.759</b>	<b>8.289</b>	<b>8.836</b>
<b>COPERTURE</b>		<b>65.025</b>	<b>5.759</b>	<b>59.362</b>	<b>5.663</b>
<b>Leverage ante lease liability ex IFRS 16</b>		<b>0,24</b>		<b>0,16</b>	
<b>Leverage post lease liability ex IFRS 16</b>		<b>0,36</b>		<b>n.a.</b>	
<b>Gearing ante lease liability ex IFRS 16</b>		<b>0,18</b>		<b>0,14</b>	
<b>Gearing post lease liability ex IFRS 16</b>		<b>0,26</b>		<b>n.a.</b>	

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

Al 31 dicembre 2019, il **capitale immobilizzato** aumenta di €9.367 milioni a €80.934 milioni per effetto essenzialmente della rilevazione iniziale del diritto d'uso dei beni assunti in leasing per €5.643 milioni in applicazione all'1/1/2019 dell'IFRS 16 e dell'iscrizione del costo di acquisizione della partecipazione del 20% in ADNOC Refining (€2,9 miliardi). Inoltre l'incremento degli immobili, impianti e macchinari (+€1.890 milioni) è dovuto agli investimenti di periodo (€8.376 milioni), all'effetto cambio e all'aggiornamento dell'asset retirement cost (ARC) in relazione alla riduzione dei tassi d'interesse, parzialmente com-

pensati dagli ammortamenti/svalutazioni/radiazioni (€10.594 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€14.791 milioni) diminuisce di €3.467 milioni per effetto dell'aumento delle provision riferite all'asset retirement obligation, dell'incremento dei debiti tributari a seguito dello stanziamento delle imposte di periodo e dell'aumento delle altre passività d'esercizio dovuto in particolare all'incasso di anticipi commerciali dai partner egiziani in relazione all'avanzamento nello sviluppo del progetto Zohr.

84573/492

## RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

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

## PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2018</b>		<b>48.324</b>
Totale utile (perdita) complessivo	5.713	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.953)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)	
Altre variazioni	(8)	
<b>Totale variazioni</b>	<b>2.749</b>	
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2018</b>		<b>51.073</b>
di competenza:		
- azionisti Eni		51.016
- interessenze di terzi		57
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2018</b>		<b>51.073</b>
<b>Impatto adozione IAS 28</b>		<b>(4)</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019</b>		<b>51.069</b>
Totale utile (perdita) complessivo	224	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.018)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Rimborso a terzi azionisti	(1)	
Altre variazioni	30	
<b>Totale variazioni</b>	<b>(3.169)</b>	
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2019</b>		<b>47.900</b>
di competenza:		
- azionisti Eni		47.839
- interessenze di terzi		61

Il patrimonio netto (€47.900 milioni) è diminuito di €3.173 milioni rispetto al 31 dicembre 2018. L'utile netto dell'esercizio (€155 milioni) e l'incremento della riserva per differenze cambio (€604 milioni) sono stati compensati dalla distribuzione dei dividendi (€3.018

milioni), dalla variazione negativa (-€679 milioni) della riserva cash flow hedge e dalla rettifica per il riacquisto delle azioni proprie (-€400 milioni).

me

84573/493

## INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il "gearing" misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi ed è calcolato come rapporto tra l'indebita-

mento finanziario netto e il capitale investito netto. Il management Eni utilizza tali indicatori per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 dicembre 2019	31 dicembre 2018	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.518	25.865	(1.347)
- Debiti finanziari a breve termine	5.608	5.783	(175)
- Debiti finanziari a lungo termine	18.910	20.082	(1.172)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.994)	(10.835)	4.842
Titoli held for trading	(6.760)	(6.552)	(208)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(287)	(188)	(99)
<b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16</b>	<b>11.477</b>	<b>8.289</b>	<b>3.188</b>
Passività per beni in leasing	5.648		5.648
- di cui working interest Eni	3.672		3.672
- di cui working interest follower	1.976		1.976
<b>Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16</b>	<b>17.125</b>	<b>8.289</b>	<b>8.836</b>
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	47.900	51.073	(3.173)
<b>Leverage ante lease liability ex IFRS 16</b>	<b>0,24</b>	<b>0,16</b>	<b>(0,08)</b>
<b>Leverage post lease liability ex IFRS 16</b>	<b>0,36</b>	<b>n.a.</b>	
<b>Gearing ante lease liability ex IFRS 16</b>	<b>0,18</b>	<b>0,14</b>	<b>0,04</b>
<b>Gearing post lease liability ex IFRS 16</b>	<b>0,26</b>	<b>n.a.</b>	

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2019 è pari a €17.125 milioni, in aumento di €8.836 milioni rispetto al 2018. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €24.518 milioni, di cui €5.608 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €3.156 milioni) e €18.910 milioni a lungo termine.

La variazione dell'indebitamento finanziario netto è riferita per €5.759 milioni alla rilevazione iniziale della lease liability in applicazione dell'IFRS 16, che comprende anche la riclassifica di €128 milioni di debiti per canoni di leasing outstanding all'1/1/2019, precedentemente classificati come commerciali. La variazione è riferibile per circa €1.976 milioni alla quota di lease liability di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni, che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Al netto dell'effetto complessivo dello IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €11.477 milioni, evidenziando un

incremento di €3.188 milioni rispetto al 31 dicembre 2018, sostanzialmente corrispondenti all'esborso per l'acquisizione della partecipazione del 20% della JV ADNOC Refining e per gli altri investimenti non organici.

Il **leverage**<sup>2</sup> – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,36 al 31 dicembre 2019 per effetto dello step-up dell'indebitamento finanziario dovuto alla rilevazione iniziale delle passività per leasing, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,24.

Il **gearing** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto è pari a 0,26. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il gearing si ridetermina in 0,18, (0,14 al 31 dicembre 2018).

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

# RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

84573/696

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa rela-

tivi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

## Rendiconto finanziario riclassificato<sup>(a)</sup>

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
<b>Utile (perdita) netto</b>		<b>155</b>	<b>4.137</b>	<b>3.377</b>	<b>(3.982)</b>
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		10.480	7.657	8.720	2.823
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(170)	(474)	(3.446)	304
- dividendi, interessi e imposte		6.224	6.168	3.650	56
Variazione del capitale di esercizio		366	1.632	1.440	(1.266)
Dividendi incassati da partecipate		1.346	275	291	1.071
Imposte pagate		(5.068)	(5.226)	(3.437)	158
Interessi (pagati) incassati		(941)	(522)	(478)	(419)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>12.392</b>	<b>13.647</b>	<b>10.117</b>	<b>(1.255)</b>
Investimenti tecnici		(8.376)	(9.119)	(8.681)	743
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(3.008)	(244)	(510)	(2.764)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		504	1.242	5.455	(738)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(254)	942	(373)	(1.196)
<b>Free cash flow</b>		<b>1.258</b>	<b>6.468</b>	<b>6.008</b>	<b>(5.210)</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(279)	(357)	341	78
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.540)	320	(1.712)	(1.860)
Rimborso di passività per beni in leasing		(877)			(877)
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.424)	(2.957)	(2.883)	(467)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità		1	18	(65)	(17)
<b>VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI</b>		<b>(4.861)</b>	<b>3.492</b>	<b>1.689</b>	<b>(8.353)</b>

## Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
<b>Free cash flow</b>		<b>1.258</b>	<b>6.468</b>	<b>6.008</b>	<b>(5.210)</b>
Rimborso di passività per beni in leasing		(877)			(877)
Debiti e crediti finanziari società acquisite			(18)		18
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		13	(499)	261	512
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(158)	(367)	474	209
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.424)	(2.957)	(2.883)	(467)
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING</b>		<b>(3.188)</b>	<b>2.627</b>	<b>3.860</b>	<b>(5.815)</b>
Effetti prima applicazione IFRS 16		(5.759)			(5.759)
Rimborsi lease liability		877			877
Accensioni del periodo e altre variazioni		(766)			(766)
<b>Variazione passività per beni in leasing</b>		<b>(5.648)</b>			<b>(5.648)</b>
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING</b>		<b>(8.836)</b>	<b>2.627</b>	<b>3.860</b>	<b>(11.463)</b>

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

Me

84573 | 495

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2019 è stato di €12.392 milioni e comprende dividendi di €1.346 milioni incassati dalle joint venture, collegate e altre partecipazioni minoritarie integrate nella strategia e nei piani di sviluppo di Eni. L'ammontare principale riguarda la joint venture Vår Energi con €1.057 milioni.

Il factoring di crediti commerciali con scadenza successiva alla data di reporting è invariato rispetto al 2018 (€1.782 milioni).

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo**, esclusi accantonamenti straordinari per perdite su crediti e per oneri di €0,3 miliardi, si ridetermina in €12,1 miliardi in leggera riduzione rispetto al 2018 (-4%) nonostante il rilevante peggioramento dello scenario.

Il flusso di cassa netto da attività operativa registra un beneficio di €666 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16 poiché i canoni di leasing per la quota capitale relativi a beni di esercizio non

sono più rilevati come costi operativi, ma sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

I fabbisogni per gli **Investimenti del periodo** sono stati di €11.384 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% in ADNOC Refining (€2,9 miliardi) e i cash out per l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria ed altre componenti non organiche (€0,4 miliardi). Al netto di tali componenti non organiche e degli anticipi commerciali incassati da partner egiziani (€0,3 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti tecnici sono stati di €7,73 miliardi.

Il cash out per investimenti registra un beneficio di €211 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16, poiché i canoni di leasing di beni utilizzati in progetti di investimento per la quota capitale sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento. L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un beneficio di €877 milioni sul free cash flow.

Esercizio 2019	(€ milioni)	post IFRS 16	Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	post IFRS 16 adjusted	effetti IFRS 16	ante IFRS 16
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo <sup>(a)</sup>		11.803	336	12.139	(695)	11.444
Variazione circolante al costo di rimpiazzo <sup>(a)</sup>		589	(336)	253	29	282
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.392			(666)	11.726
Investimenti tecnici		(8.376)			(211)	(8.587)
Free cash flow		1.258			(877)	381
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(5.841)			877	(4.964)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		(4.861)				(4.861)

(a) Esclude dalla variazione del capitale circolante da rendiconto finanziario statutory di €366 milioni l'incremento di valore del magazzino dovuto all'effetto prezzo (stock profit) di €223 milioni ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri di €336 milioni (€366 milioni + €223 milioni - €336 milioni = €253 milioni). Coerentemente anche il flusso di cassa netto ante variazione circolante esclude lo stock profit ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** di €3.424 milioni è relativo per €3.018 milioni al pagamento del saldo dividendo 2018 e dell'acconto 2019 e per €400 milioni al riacquisto di azioni proprie con il completamento del programma di buy-back adottato dal management, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2019, che prevedeva per il 2019 un ammontare massimo di spesa di €400 milioni e un numero di azioni non superiore a 67 milioni.

Nell'esercizio 2019 la gestione ha finanziato i cash out connessi agli investimenti organici al netto degli anticipi commerciali relativi al progetto Zohr, portando un free cash flow positivo di circa €4,3 miliardi. Tale

flusso di cassa discrezionale ha coperto interamente la remunerazione degli azionisti di €3,4 miliardi, determinando unitamente alle acquisizioni di equity/riserve (€3,3 miliardi) e a €0,5 miliardi di dismissioni un incremento dell'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 di circa €3,2 miliardi che include il rimborso di passività per leasing di circa €0,9 miliardi. Considerando i soli investimenti organici, la cash neutrality dell'esercizio, cioè il livello di prezzo del Brent in corrispondenza del quale la gestione ha finanziato i costi, i capex e il dividendo, si determina in 55 \$/barile con lo scenario di budget dei prezzi gas e del margine di raffinazione, ante effetti IFRS 16 (50 \$/barile compresi gli effetti IFRS 16). Allo scenario corrente, cash neutrality a 64 \$/barile esclusi gli effetti IFRS 16 (59 \$/barile post IFRS 16).

84573 / 496

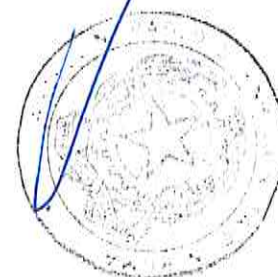
**Investimenti tecnici**

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		6.996	7.901	7.739	(905)	(11,5)
- acquisto di riserve proved e unproved		400	869	5	(469)	(54,0)
- ricerca esplorativa		586	463	442	123	26,6
- sviluppo		5.931	6.506	7.236	(575)	(8,8)
- altro		79	63	56	16	25,4
Gas & Power		230	215	142	15	7,0
Refining & Marketing e Chimica		933	877	729	56	6,4
- Refining & Marketing		815	726	526	89	12,3
- Chimica		118	151	203	(33)	(21,9)
Corporate e altre attività		231	143	87	88	61,5
Effetto eliminazione utili interni		(14)	(17)	(16)		
<b>Investimenti tecnici</b>		<b>8.376</b>	<b>9.119</b>	<b>8.681</b>	<b>(743)</b>	<b>(8,1)</b>

Nell'esercizio 2019 gli investimenti tecnici di €8.376 milioni (€9.119 milioni nel 2018) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€5.931 milioni) in particolare in Egitto, Nigeria, Kazakhstan, Indonesia, Messico, Stati Uniti e Angola. L'acquisto di riserve proved e unproved di €400 milioni riguarda l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€683 milioni) fi-

- nalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, alla riconversione della Raffineria di Gela e al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€132 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€176 milioni).



me

84573 / 697

## Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock, dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini.

Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati.

### Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal set-

tore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

### Utile/perdita di magazzino

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

### Special Item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti contabili dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

### Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

### Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

84573/498

**Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante**

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

**Free cash flow**

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

**Indebitamento finanziario netto**

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

**ROACE Adjusted**

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted prima delle interessenze di terzi aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

**Coverage**

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

**Current ratio**

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

**Debt coverage**

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

**Debt/EBITDA**

Debt/EBITDA è un rapporto tra l'ammontare di reddito disponibile per ripagare il debito prima di dedurre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. Tale indice è una misura della capacità di un'impresa di ripagare il debito. Il rapporto esprime la quantità approssimativa di tempo che sarebbe necessario per pagare tutti i debiti.

**Profit per boe**

Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi venduti.

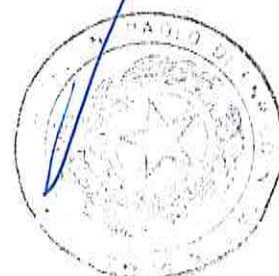
**Opex per boe**

Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

**Finding & Development cost per boe**

Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.



Me



84573 / 1699

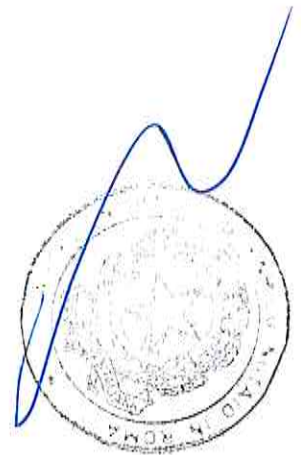
2019	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
<b>Utile (perdita) operativo</b>		7.417	699	(854)	(710)	(120)	6.432
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(318)		95	(223)
<b>Esclusione special item:</b>							
- oneri ambientali		32		244	62		338
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.217	37	922	12		2.188
- plusvalenze nette su cessione di asset		(145)		(5)	(1)		(151)
- accantonamenti a fondo rischi		(18)		(2)	23		3
- oneri per incentivazione all'esodo		23	4	8	10		45
- derivati su commodity			(423)	(16)			(439)
- differenze e derivati su cambi		14	92	2			108
- altro		100	245	(29)	(20)		296
<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>		1.223	(45)	1.124	86		2.388
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>		8.640	654	(48)	(624)	(25)	8.597
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(362)	(23)	(11)	(525)		(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		312	(11)	37	43		381
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(5.154)	(194)	(53)	222	5	(5.174)
Tax rate (%)		60,0	31,3	..			64,2
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>		3.436	426	(75)	(884)	(20)	2.883
<b>di competenza:</b>							
- interessenze di terzi							7
- azionisti Eni							2.876
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>							148
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(157)
Esclusione special item							2.885
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>							2.876

(a) Escludono gli special item.

84573/500

	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
<b>2018</b>							
<b>Utile (perdita) operativo</b>		10.214	629	(380)	(691)	211	9.983
Esclusione (utile) perdita di magazzino				234		(138)	96
<b>Esclusione special item:</b>							
- oneri ambientali		110	(1)	193	23		325
- svalutazioni (riprese di valore) nette		726	(71)	193	18		866
- plusvalenze nette su cessione di asset		(442)		(9)	(1)		(452)
- accantonamenti a fondo rischi		360		21	(1)		380
- oneri per incentivazione all'esodo		26	122	8	(1)		155
- derivati su commodity			(156)	23			(133)
- differenze e derivati su cambi		(6)	112	1			107
- altro		(138)	(92)	96	47		(87)
<b>Special Item dell'utile (perdita) operativo</b>		636	(86)	526	85		1.161
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>		10.850	543	380	(606)	73	11.240
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(366)	(4)	11	(697)		(1.056)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		285	9	(2)	5		297
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(5.814)	(238)	(151)	333	(17)	(5.887)
<b>Tax rate (%)</b>		54,0	43,4	38,8			56,2
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>		4.955	310	238	(965)	56	4.594
<b>di competenza:</b>							
- interessenze di terzi							11
- azionisti Eni							4.583
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>							4.126
Esclusione (utile) perdita di magazzino							69
Esclusione special item							388
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>							4.583

(a) Escludono gli special item.



Me

84 573 / 501

2017	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
<b>Utile (perdita) operativo</b>		7.651	75	991	(668)	(27)	8.012
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(213)		(6)	(219)
<b>Esclusione special item:</b>							
- oneri ambientali		46		136	26		208
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(154)	(146)	54	25		(221)
- plusvalenze nette su cessione di asset		(3.269)		(13)	(1)		(3.283)
- accantonamenti a fondo rischi		366			82		448
- oneri per incentivazione all'esodo		19	38	(6)	(2)		49
- derivati su commodity			157	(11)			146
- differenze e derivati su cambi		(68)	(171)	(9)			(248)
- altro		582	261	72	(4)		911
<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>		(2.478)	139	223	126		(1.990)
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>		5.173	214	991	(542)	(33)	5.803
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(50)	10	5	(699)		(734)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		408	(9)	19	22		440
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(2.807)	(163)	(352)	178	17	(3.127)
<i>Tax rate (%)</i>		50,8	75,8	34,7			56,8
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>		2.724	52	663	(1.041)	(16)	2.382
<i>di competenza:</i>							
- interessenze di terzi							3
- azionisti Eni							2.379
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>							3.374
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(156)
Esclusione special item							(839)
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>							2.379

(a) Escludono gli special item.

84573/502

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

### Stato patrimoniale riclassificato

#### Voci dello stato patrimoniale riclassificato

(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)

(€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2019		31 dicembre 2018	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Capitale Immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari			62.192		60.302
Diritto di utilizzo beni in leasing			5.349		
Attività immateriali			3.059		3.170
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.371		1.217
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			9.964		7.963
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)		1.234		1.314
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(2.235)		(2.399)
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 7)	30		122	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 10)	11		9	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 17)	(2.276)		(2.530)	
<b>Totale Capitale Immobilizzato</b>			<b>80.934</b>		<b>71.567</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze			4.734		4.651
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		8.519		9.520
Debiti commerciali	(vedi nota 17)		(10.480)		(11.645)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			(1.594)		(1.364)
- passività per imposte sul reddito correnti		(456)		(440)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(454)		(287)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	(1.411)		(1.432)	
- passività per imposte differite		(4.920)		(4.272)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 10)	(63)		(34)	
- attività per imposte sul reddito correnti		192		191	
- attività per imposte sul reddito non correnti		173		168	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	766		561	
- attività per imposte anticipate		4.360		3.931	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 10)	223		254	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 17)	(4)		(4)	
Fondi per rischi e oneri			(14.106)		(11.626)
Altre attività (passività), composti da:			(1.864)		(860)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 16)	37		51	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 7)	4.324		4.459	
- altre attività correnti	(vedi nota 10)	3.206		2.258	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 10)	637		361	
- accounti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 17)	(2.785)		(2.568)	
- altre passività correnti	(vedi nota 10)	(5.735)		(3.980)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 10)	(1.548)		(1.441)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>			<b>(14.791)</b>		<b>(11.324)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>			<b>(1.136)</b>		<b>(1.117)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>			<b>18</b>		<b>236</b>
composte da:					
- attività destinate alla vendita		18		295	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita				(59)	
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>			<b>65.025</b>		<b>59.362</b>
<b>Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese Interessenze di terzi</b>			<b>47.900</b>		<b>51.073</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		18.910		24.518	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.156		20.082	
- passività finanziarie a breve termine		2.452		3.601	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(5.994)		(10.836)
Titoli held-for-trading			(6.760)		(6.552)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)		(287)		(188)
<b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16</b>			<b>11.477</b>		<b>8.289</b>
Passività per beni in leasing, composti da:			5.648		
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.759			
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		889			
<b>Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16<sup>(a)</sup></b>			<b>17.125</b>		<b>8.289</b>
<b>COPERTURE</b>			<b>65.025</b>		<b>59.362</b>

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 19 al Bilancio consolidato.

Handwritten signature and circular stamp with numbers and text.

84573/503

## Rendiconto finanziario riclassificato

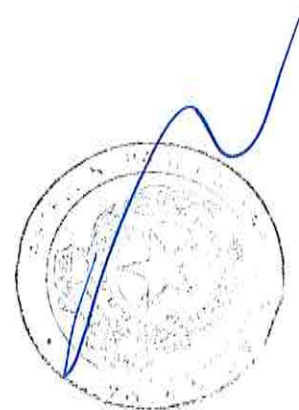
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2019		2018		
	(€ milioni)	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Utile (perdita) netto</b>			<b>155</b>		<b>4.137</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:					
Ammortamenti e altri componenti non monetari			10.480		7.657
- ammortamenti		8.106		6.988	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		2.188		866	
- radiazioni		300		100	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		88		68	
- altre variazioni		(179)		(474)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti		(23)		109	
Plusvalenze nette su cessioni di attività			(170)		(474)
Dividendi, interessi e imposte			6.224		6.168
- dividendi		(247)		(231)	
- interessi attivi		(147)		(185)	
- interessi passivi		1.027		614	
- imposte sul reddito		5.591		5.970	
Variazioni del capitale di esercizio			366		1.632
- rimanenze		(200)		15	
- crediti commerciali		1.023		334	
- debiti commerciali		(940)		642	
- fondi per rischi e oneri		272		(238)	
- altre attività e passività		211		879	
Dividendi incassati da partecipate			1.346		275
Imposte pagate			(5.068)		(5.226)
Interessi (pagati) incassati			(941)		(522)
- interessi incassati		88		87	
- interessi pagati		(1.029)		(609)	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>			<b>12.392</b>		<b>19.647</b>
Investimenti			(8.376)		(9.119)
- attività materiali e diritto di utilizzo prepagato beni in leasing		(8.065)		(8.778)	
- attività immateriali		(311)		(341)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda			(3.008)		(244)
- partecipazioni		(3.003)		(125)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		(5)		(119)	
Dismissioni			504		1.242
- attività materiali		264		1.089	
- attività immateriali		17		5	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		187		(47)	
- imposte pagate sulle dismissioni		(3)			
- partecipazioni		39		195	
Altre variazioni relative all'attività di investimento			(254)		942
- investimenti finanziari: titoli strumentali all'attività operativa		(8)		(8)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(229)		(358)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		(307)		408	
- disinvestimenti finanziari: titoli strumentali all'attività operativa		17		15	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari strumentali all'attività operativa		178		279	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		95		606	
<b>Free cash flow</b>			<b>1.258</b>		<b>6.468</b>

84573/504

segue Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale

	2019		2018	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Free cash flow</b>		1.258		6.468
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(279)		(357)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(279)		(357)	
<b>Variazione debiti finanziari correnti e non correnti</b>		(1.540)		320
- assunzione di debiti finanziari non correnti	1.811		3.790	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.512)		(2.757)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	161		(713)	
Rimborso di passività per beni in leasing		(877)		
<b>Flusso di cassa del capitale proprio</b>		(3.424)		(2.957)
- rimborso di capitale ad azionisti terzi	(1)			
- acquisto di azioni proprie	(400)			
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(1)			
- dividendi pagati agli azionisti Eni	(3.018)		(2.954)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(4)		(3)	
<b>Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità</b>		1		18
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	8		18	
- effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(7)			
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING</b>		<b>(4.861)</b>		<b>3.492</b>



Me

# 84573 | 505 Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

## CONTO ECONOMICO

I valori economici, patrimoniali e finanziari del bilancio 2019 recepiscono gli effetti dell'IFRS 16 sulla contabilizzazione dei lease. Come consentito dal principio stesso i dati dell'esercizio posto a confronto non sono stati oggetto di rideterminazione; pertanto per consentire

una analisi su basi omogenee gli effetti del nuovo principio sono evidenziati nel commento dei singoli valori influenzati e complessivamente nel prospetto indicato al paragrafo "Modifica dei criteri contabili" delle Note al bilancio di esercizio.

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica		28.496	31.795	28.984	(3.299)
Altri ricavi e proventi		430	331	2.316	99
Costi operativi		(28.785)	(31.776)	(28.517)	2.991
Altri proventi (oneri) operativi		112	113	(239)	(1)
Ammortamenti		(1.137)	(635)	(727)	(502)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		(1.144)	(13)	(111)	(1.131)
Radiazioni		(2)	(1)	(5)	(1)
<b>Risultato operativo</b>		<b>(2.030)</b>	<b>(186)</b>	<b>1.701</b>	<b>(1.844)</b>
Proventi (oneri) finanziari netti		(279)	(327)	(646)	48
Proventi (oneri) su partecipazioni		5.677	3.689	2.702	1.988
<b>Utile prima delle imposte</b>		<b>3.368</b>	<b>3.176</b>	<b>3.757</b>	<b>192</b>
Imposte sul reddito		(390)	(3)	(171)	(387)
<b>Utile netto</b>		<b>2.978</b>	<b>3.173</b>	<b>3.586</b>	<b>(195)</b>

L'utile netto di €2.978 milioni si riduce di €195 milioni rispetto all'esercizio precedente. La riduzione dell'utile operativo di €1.844 milioni e i maggiori oneri di imposta (€387 milioni) connessi con le maggiori svalutazioni delle imposte anticipate operate in relazione alla previsione della loro recuperabilità risultano in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni (€1.988 milioni) connessi essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate. Il peggioramento del risultato operativo è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di business E&P (€1.033 milioni), in conseguenza principalmente del peggioramento dello scenario di riferimento, delle maggiori svalutazioni operate e della riduzione dei volumi prodotti; (ii) alla linea di business G&P (€623 milioni) per effetto dei minori volumi commercializzati di gas e GNL sia in Italia sia all'estero e del livello dei prezzi mediamente più basso rispetto al 2018; (iii) alla linea di business R&M (€15 milioni)

per effetto delle svalutazioni degli impianti operate a seguito principalmente dell'andamento dello scenario di raffinazione in parte compensato dalla valutazione delle scorte.

L'adozione dell'IFRS 16 ha comportato: (i) un miglioramento di €9 milioni a livello di risultato operativo dovuto al beneficio dell'eliminazione dei canoni per beni in leasing, rilevati nella lease liability, in parte compensato dalla rilevazione dell'ammortamento del diritto d'uso (di seguito anche "right of use" o RoU) e dalla rilevazione di svalutazioni operate dalla R&M per €26 milioni; (ii) un peggioramento della gestione finanziaria di €77 milioni. Complessivamente, l'effetto sull'utile netto è un peggioramento di €63 milioni dovuto alla rilevazione degli oneri finanziari maturati sulla passività per leasing che hanno un profilo decrescente nel tempo a differenza dei canoni di leasing rilevati secondo il precedente principio contabile, prevalentemente, in modo lineare.

## Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA, se non espressamente indicati di seguito,

sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

84573/506

**Ricavi della gestione caratteristica**

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Exploration & Production		2.234	2.740	2.225	(506)
Gas & Power		11.946	14.648	14.331	(2.702)
Refining & Marketing		15.908	16.809	14.275	(901)
Corporate		921	877	864	44
Elisioni		(2.513)	(3.279)	(2.711)	766
		<b>26.496</b>	<b>31.795</b>	<b>28.984</b>	<b>(3.299)</b>

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

I ricavi Gas & Power (€11.946 milioni) diminuiscono di €2.702 milioni, pari al 18,4%, a seguito principalmente dei minori volumi com-

mercializzati di gas e GNL sia in Italia che all'estero e dal livello dei prezzi mediamente più basso rispetto al 2018.

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

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

**Risultato operativo**

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Exploration & Production		(352)	681	2.164	(1.033)
Gas & Power		(722)	(99)	(304)	(623)
Refining & Marketing		(426)	(411)	329	(15)
Corporate		(513)	(444)	(479)	(69)
Eliminazione utili interni <sup>(a)</sup>		(17)	87	(9)	(104)
<b>Risultato operativo</b>		<b>(2.030)</b>	<b>(186)</b>	<b>1.701</b>	<b>(1.844)</b>

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni tra linee di business di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Il risultato operativo della Exploration & Production, negativo per €352 milioni, peggiora di €1.033 milioni a seguito essenzialmente del decremento dei prezzi di vendita del gas e del greggio (-37% e -4% rispettivamente) e del decremento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 11,9%, equivalente a 5,5 milioni di boe (€505 milioni) a causa del declino naturale dei giacimenti maturi, e delle maggiori svalutazioni operate sugli asset di Falconara e altri minori (€398 milioni).

Il risultato operativo della Gas & Power, negativo per €722 milioni, peggiora di €623 milioni a seguito principalmente: (i) dei minori margini GNL dovuti principalmente al deterioramento del mercato, principalmente in Far East; (ii) dei maggiori costi per rinegoziazioni su contratti long term.

Il risultato operativo della Refining & Marketing, negativo per €426 milioni, peggiora di €15 milioni a seguito essenzialmente degli impairment degli impianti che hanno interessato in particolare: (i) la raffineria di Sannazzaro a seguito della revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini di raffinazione e per effetto dell'aggiornamento dei costi operativi; questi effetti negativi sono stati in parte assorbiti dall'effetto economico positivo connesso con la rilevazione dell'indennizzo assicurativo relativo all'incidente occorso a dicembre 2016 sull'impianto EST; (ii) gli investimenti di periodo relativi a cash generating unit interamente svalutate in precedenti reporting period per le quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. Tali effetti negativi sono in parte compensati dall'effetto positivo della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi e della buona performance del marketing.

**Proventi (oneri) su partecipazioni**

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Dividendi		6.623	4.851	3.061	1.772
Altri proventi		420	77	153	343
<b>Totale proventi</b>		<b>7.043</b>	<b>4.928</b>	<b>3.214</b>	<b>2.115</b>
Svalutazioni e perdite		(1.366)	(1.239)	(512)	(127)
		<b>5.677</b>	<b>3.689</b>	<b>2.702</b>	<b>1.988</b>

L'aumento dei proventi netti su partecipazioni (€1.988 milioni) deriva essenzialmente dalla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate.



84573/507

**Imposte sul reddito**

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
IRES		17	33	(10)	(16)
IRAP				(1)	
Addizionale Legge n. 7/09				(61)	
<b>Imposte correnti</b>		<b>17</b>	<b>33</b>	<b>(72)</b>	<b>(16)</b>
Imposte differite		9	4	(12)	5
Imposte anticipate		(409)	(38)	138	(371)
<b>Imposte differite e anticipate</b>		<b>(400)</b>	<b>(34)</b>	<b>126</b>	<b>(366)</b>
<b>Totale Imposte estere</b>		<b>(8)</b>	<b>(5)</b>	<b>(311)</b>	<b>(3)</b>
<b>Totale imposte sul reddito Eni SpA</b>		<b>(391)</b>	<b>(6)</b>	<b>(257)</b>	<b>(385)</b>
Imposte relative al consolidamento proporzionale delle Joint operation		1	3	86	(2)
		<b>(390)</b>	<b>(3)</b>	<b>(171)</b>	<b>(387)</b>

Le imposte sul reddito, di €390 milioni, peggiorano di €387 milioni a seguito essenzialmente della svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi.

La differenza dell'12,42% tra il tax rate effettivo (11,58%) e teorico (24%) è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei divi-

dendi incassati nell'esercizio (con effetto sul tax rate del 44,97%). Tale effetto è parzialmente compensato: (i) dalla svalutazione delle imposte anticipate IRES e IRAP (con effetto sul tax rate del 23,57%); (ii) dalle svalutazioni nette su partecipazioni (con un effetto sul tax rate del 6,74%); (iii) dalla minore perdita fiscale per imposte passati esercizi (con effetto sul tax rate del 2,94%).

84573/508

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO<sup>1</sup>

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicati di seguito,

sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

	(€ milioni)	Impatti adozione IFRS 16 su opening balance 01/01/2019		31.12.2018	Var. ass.
		31.12.2019			
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari	2.483			2.483	(96)
Diritto di utilizzo beni in leasing	2.027		1.648	3.675	2.027
Attività immateriali	158			158	(22)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.413			1.413	213
Partecipazioni	42.535			42.535	621
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	4.311			4.311	2.112
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(201)			(201)	(23)
	57.226		1.648	58.874	4.832
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze	1.664			1.664	340
Crediti commerciali	4.432			4.432	(496)
Debiti commerciali	(4.710)			(4.710)	262
Attività (passività) tributarie nette	582			582	(152)
Fondi per rischi e oneri	(4.309)		429	(3.880)	(449)
Altre attività (passività) d'esercizio	(3.649)		429	(3.220)	(708)
	(376)			(376)	(6)
Fondi per benefici ai dipendenti	2			2	1
Attività destinate alla vendita					1
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	53.703		2.077	55.780	3.624
Patrimonio netto	41.636			41.636	(979)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	9.410			9.410	1.946
Passività per leasing	2.657		2.077	4.734	2.657
<b>Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16</b>	12.067		2.077	14.144	4.603
<b>COPERTURE</b>	53.703		2.077	55.780	3.624

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2019 ammonta a €53.703 milioni con un aumento di €3.624 milioni rispetto al 31 dicembre 2018.

### Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (€57.226 milioni) aumenta di €4.832 milioni rispetto al 31 dicembre 2018 a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €2.112 milioni, in particolare per la concessione di finanziamenti alle società controllate Eni Finance International SA ed Eni gas e luce SpA; (ii) della rilevazione del diritto d'uso dei beni assunti in leasing per €2.027 milioni in applicazione delle disposizioni dell'IFRS 16 in vigore a partire dal 1° gennaio 2019.

### Capitale di esercizio netto

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €3.649 milioni, peggiora di €1.203 milioni per effetto essenzialmente: (i) della variazione negativa del fair value dei derivati (€667 milioni); (ii) dell'incremento dei fondi rischi e oneri (€449 milioni), in particolare del fondo abbandono e ripristino siti (€643 milioni) per effetto essenzialmente della riduzione dei tassi di sconto utilizzati nel processo di attualizzazione parzialmente compensato dagli effetti dell'adozione dell'IFRS 16 che ha comportato la riclassifica a riduzione del valore del relativo ROU, al 1° gennaio 2019, del fondo contratto oneroso associato alla rilevazione di un right of use asset (€429 milioni).

### Attività destinate alla vendita

Le **attività destinate alla vendita** di €2 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

(1) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

84573/509

## PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

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

Le azioni proprie acquistate (€400 milioni) riguardano l'acquisto di n. 28.590.482 azioni operato in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio

2019, che prevedeva per il 2019 un ammontare massimo di spesa di €400 milioni e un numero di azioni non superiore a 67 milioni.

## INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

	(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		24.943	25.683	(740)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>		7.703	7.613	90
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>		17.240	18.070	(830)
Disponibilità liquide ed equivalenti		(4.752)	(9.654)	4.902
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(4.551)	(2.465)	(2.086)
Altre attività finanziarie destinate al trading		(6.230)	(6.100)	(130)
<b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16</b>		<b>9.410</b>	<b>7.464</b>	<b>1.946</b>
Passività per leasing		2.657		2.657
<b>Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16</b>		<b>12.067</b>	<b>7.464</b>	<b>4.603</b>

L'incremento dell'**indebitamento finanziario netto** di €4.603 milioni è dovuto essenzialmente: (i) al flusso del capitale proprio (€3.418 milioni), in particolare per il pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2018 di €0,41 per azione (€1.476 milioni), il pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione (€1.542 milioni) e l'acquisto di azioni proprie (€400 milioni); (ii) all'applicazione dell'IFRS16 (€2.657 milioni); (iii) agli investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa (€2.134 milioni); (iv) agli investimenti in par-

tecipazioni per effetto degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€1.962 milioni); (v) agli investimenti tecnici (€1.136 milioni). Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€6.465 milioni), in particolare per i dividendi incassati da società controllate; (ii) dalle dismissioni di asset (€529 milioni) in particolare per il rimborso del capitale di Eni Finance International SA (€298 milioni) e per la liquidazione di Eni Adfin SpA – in liquidazione (€202 milioni).

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO<sup>2</sup>

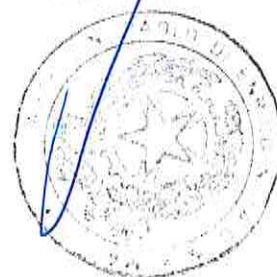
84573 | 510

	(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.
<b>Utile netto</b>		<b>2.978</b>	<b>3.173</b>	<b>[195]</b>
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		3.222	1.883	1.339
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(5)	(12)	7
- dividendi, interessi e imposte		(5.844)	(4.510)	(1.334)
<b>Variazione del capitale di esercizio</b>		<b>(131)</b>	<b>(83)</b>	<b>(48)</b>
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		6.245	4.462	1.783
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>6.465</b>	<b>4.913</b>	<b>1.552</b>
Investimenti tecnici		(1.136)	(1.038)	(98)
Investimenti in partecipazioni e rami d'azienda		(1.962)	(743)	(1.219)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa		(2.134)	2.911	(5.045)
Dismissioni		529	39	490
Altre variazioni relative all'attività di investimento		20	11	9
<b>Free cash flow</b>		<b>1.782</b>	<b>6.093</b>	<b>(4.311)</b>
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(2.202)	(360)	(1.842)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(771)	661	(1.432)
Rimborso di passività per beni in leasing		(293)		(293)
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.418)	(2.954)	(464)
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO</b>		<b>(4.902)</b>	<b>3.440</b>	<b>(8.342)</b>

	(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.
<b>Free cash flow</b>		<b>1.782</b>	<b>6.093</b>	<b>(4.311)</b>
Rimborso di passività per beni in leasing		(293)		(293)
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.418)	(2.954)	(464)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(17)	(90)	73
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING</b>		<b>(1.946)</b>	<b>3.049</b>	<b>(4.995)</b>
Effetti prima applicazione IFRS 16		(2.077)		(2.077)
Rimborso di passività per beni in leasing		293		293
Accensioni del periodo e altre variazioni		(873)		(873)
Variazione passività per beni in leasing		(2.657)		(2.657)
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING</b>		<b>(4.603)</b>	<b>3.049</b>	<b>(7.652)</b>

### Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production		451	449	2
Refining & Marketing		639	526	113
Corporate		46	63	(17)
<b>Investimenti tecnici</b>		<b>1.136</b>	<b>1.038</b>	<b>98</b>



(2) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

84573 / 154

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

### Stato patrimoniale riclassificato

#### Voci dello stato patrimoniale riclassificato

(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)

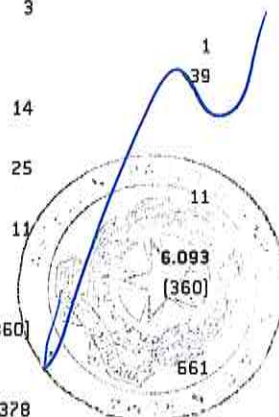
	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2019		31 dicembre 2018	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
<b>Capitale Immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari			7.483		7.579
Diritto di utilizzo beni in leasing			2.027		
Attività immateriali			158		180
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.413		1.200
Partecipazioni			42.535		41.914
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			4.311		2.199
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 16)	142		224	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 16)	4.169		1.975	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(201)		(178)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 10)	3		3	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 18)	(204)		(181)	
<b>Totale Capitale Immobilizzato</b>			<b>57.726</b>		<b>52.894</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze			1.664		1.324
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		4.432		4.928
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(4.710)		(4.972)
Attività (passività) tributarie nette:			582		734
- passività per imposte sul reddito (correnti)		(3)		(2)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(848)		(787)	
- attività per imposte sul reddito (correnti)		64		66	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	278		204	
- attività per imposte anticipate		993		1.169	
- attività per imposte sul reddito (non correnti)		79		78	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	3		2	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	283		279	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 18)	(220)		(200)	
- passività per imposte sul reddito (non correnti)		(15)		(23)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(32)		(52)	
Fondi per rischi ed oneri			(4.309)		(3.860)
Altre attività (passività) di esercizio:			(1.308)		(600)
- altri crediti	(vedi nota 7)	265		365	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	1.254		1.013	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	517		484	
- altri debiti	(vedi nota 18)	(411)		(279)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(2.217)		(1.448)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(716)		(735)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>			<b>(3.649)</b>		<b>(2.446)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>			<b>(376)</b>		<b>(370)</b>
<b>Attività destinate alla vendita</b>			<b>2</b>		<b>1</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>			<b>53.703</b>		<b>50.079</b>
<b>Patrimonio netto</b>			<b>41.636</b>		<b>42.615</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		17.240		18.070	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.081		3.178	
- passività finanziarie a breve termine		4.622		4.435	
<b>a dedurre:</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti		4.752		9.654	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)	4.551		2.465	
Attività finanziarie destinate al trading		6.230		6.100	
<b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16</b>			<b>9.410</b>		<b>7.464</b>
Passività per beni in leasing, composti da:					
- passività per beni in leasing a lungo termine		2.320			
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		337			
<b>Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing post IFRS16</b>			<b>12.067</b>		<b>7.464</b>
<b>COPERTURE</b>			<b>53.703</b>		<b>50.079</b>

84573/512

## Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del rendiconto finanziario riclassificato  
e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale

	2019		2018	
(€ milioni)	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Utile netto</b>		<b>2.978</b>		<b>3.173</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		<b>3.222</b>		<b>1.883</b>
- ammortamenti	1.137		635	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.144		13	
- radiazioni	2		1	
- effetto valutazione partecipazioni	947		1.162	
- differenze cambio da allineamento	11		4	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	(8)		63	
- remeasurement delle passività per leasing	(3)			
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(8)		5	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(5)		(12)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(5.844)		(4.510)
- dividendi	(6.623)		(4.851)	
- interessi attivi	(222)		(162)	
- interessi passivi	611		500	
- imposte sul reddito	390		3	
Variazione del capitale di esercizio		(131)		(83)
- rimanenze	(553)		119	
- crediti commerciali	500		144	
- debiti commerciali	(246)		(238)	
- fondi per rischi ed oneri	267		121	
- altre attività e passività	(99)		(229)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		<b>6.245</b>		<b>4.462</b>
- dividendi incassati	6.623		4.851	
- interessi incassati	212		158	
- interessi pagati	(588)		(492)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(2)		(55)	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>6.465</b>		<b>4.913</b>
Investimenti tecnici:		(1.136)		(1.038)
- immobilizzazioni materiali	(1.109)		(1.003)	
- immobilizzazioni immateriali	(27)		(35)	
Investimenti in partecipazioni		(1.962)		(743)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa:		(2.134)		2.910
- crediti finanziari strumentali	(2.134)		2.907	
- Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			3	
Titoli strumentali all'attività operativa				
Dismissioni:		529		1
- immobilizzazioni materiali	8		14	39
- immobilizzazioni immateriali			25	
- partecipazioni	521		11	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		20		11
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	20			
<b>Free cash flow</b>		<b>1.782</b>		<b>6.093</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività:		(2.202)		(360)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.202)		(360)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		(771)		661
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(958)		378	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	187		283	
Rimborso di passività per beni in leasing		(293)		
<b>Flusso di cassa del capitale proprio:</b>		<b>(3.418)</b>		<b>(2.954)</b>
- dividendi pagati	(3.018)		(2.954)	
- acquisto azioni proprie	(400)			
<b>Flusso di cassa netto di periodo</b>		<b>(4.902)</b>		<b>3.440</b>



84573/513

## Fattori di rischio e incertezza

### PREMESSA

In questa sezione sono illustrati i principali rischi di carattere strategico, commerciale e regolatorio ai quali è esposto il Gruppo nella gestione ordinaria del business. In considerazione delle attività svolte, il Gruppo è esposto al rischio finanziario cioè il rischio che trend sfavorevoli nei prezzi delle commodity, nei tassi di cambio e nei tassi di interesse possano determinare perdite di valore degli asset o riduzioni dei flussi di cassa attesi. Il Gruppo è esposto al rischio liquidità, cioè il rischio di ridotta capacità di accesso al mercato del credito in un momento in cui l'Azienda non disponga di sufficiente liquidità per adempiere le obbligazioni in scadenza, che potrebbe comportare conseguenze avverse significative sui risultati e sul business, nonché il rischio di default delle controparti commerciali o finanziarie. Il rischio finanziario, di liquidità e quello controparte sono descritti in maniera più dettagliata alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato, alla quale si rinvia.

### RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati finanziari e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità. I principali fattori alla base dell'andamento del prezzo sono l'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale di petrolio e i livelli mondiali di scorte e di spare capacity. Ogni volta che si determina un eccesso d'offerta, il prezzo del petrolio si indebolisce. La domanda mondiale di greggio è strettamente correlata al ciclo macroeconomico. Altri fattori che influenzano la domanda sono la crescita demografica e il miglioramento degli standard di vita, i prezzi e la disponibilità di fonti alternative di energia (i.e., nucleare e rinnovabili), i progressi tecnologici che incidono sull'efficienza energetica, le iniziative che sono state adottate o pianificate dai Governi di tutto il mondo per combattere il global warming, inclusi la possibile introduzione di normative più severe sul consumo di petrolio o cambiamenti nelle preferenze dei consumatori. La spinta a limitare le emissioni globali di GHG e la transizione energetica verso un'economia low carbon, ampiamente considerati trend irreversibili, potranno determinare nel lungo termine una minore domanda di greggio (vedi di seguito la sezione dedicata all'approfondimento del rischio climate change). Inoltre, la domanda di petrolio è soggetta a tutta una serie di eventi imprevedibili, quali tensioni geopolitiche, conflitti locali, terrorismo, atti di guerra, instabilità sociale, disordini civili diffusi, pandemie che potrebbero intaccare la fiducia dei consumatori, la crescita economica e quindi la domanda globale di petrolio.

L'accordo OPEC+, che include i membri dell'OPEC ed altri importanti Paesi produttori come la Russia, il Kazakistan e il Messico, controlla circa il 50% dell'offerta globale ed è in grado di esercitare una certa influenza sui prezzi del petrolio, che tuttavia è stata indebolita da alcuni anni a questa parte dalla rivoluzione del tight oil USA. L'Arabia Saudita gioca un ruolo cruciale all'interno del cartello, poiché si stima che possieda un ingente ammontare di riserve e la maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo o guerre, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, possano avere un grande impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni USA nei confronti di alcuni Paesi

produttori, le crisi regionali quali ad esempio quelle in corso in Venezuela e Libia con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi metereologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

I prezzi del petrolio sono in un downtrend che dura ormai da circa sei anni, durante il quale hanno perso oltre due terzi del loro valore (dal picco di 110 \$/barile registrato nella prima metà del 2014 ai valori correnti inferiori ai 30 \$/barile). Il principale driver di tale declino è stata l'oversupply del mercato petrolifero, determinata dalla straordinaria crescita delle produzioni USA di tight oil anche a seguito della necessità degli independent producer USA di rientrare dei cospicui investimenti iniziali, che ha coinciso con un periodo di livellamento nella crescita della domanda globale di greggio. Nel primo trimestre 2020, questi sviluppi sono stati amplificati dal crollo della domanda dovuto alla diffusione del COVID-19 e dalle incertezze circa la volontà dell'OPEC+ di continuare a sostenere i prezzi.

Nel 2019 la quotazione media Brent è stata di circa 64 \$/barile con una flessione di circa il 10% rispetto al 2018, con andamenti altalenanti. Nella prima parte dell'esercizio, i prezzi registrano una certa ripresa dopo la correzione del quarto trimestre 2018 con un minimo a 50 \$/barile, sostenuta dalla buona dinamica dell'economia mondiale, dai tagli produttivi concordati dall'accordo OPEC+ e dalle sanzioni USA nei confronti di Venezuela e Iran. Il prezzo del benchmark Brent raggiunge 75 \$/barile nel mese di aprile. A maggio, il mercato petrolifero entra in un nuovo downturn e il prezzo del Brent perde in pochi mesi oltre 15 \$/barile fino al minimo di agosto al di sotto dei 60 \$/barile, a causa del rallentamento dell'economia e del commercio internazionale, innescato dall'escalation della disputa commerciale tra USA e Cina, e dal ritorno dell'oversupply. In tale contesto, l'attacco terroristico di settembre alle installazioni produttive dell'Arabia Saudita che provoca una perdita di output senza precedenti nella storia in occasione di altre situazioni di crisi nel Golfo (circa 6 milioni di barili di capacità messi fuori uso dall'attacco) determina solo una temporanea disruption nei mercati, che sono in grado di assorbire l'evento grazie all'abbondanza dell'offerta. A fine 2019/inizio 2020, i prezzi del petrolio tentano una nuova ripresa grazie alla decisione dell'OPEC+ di incrementare i tagli produttivi di 500 mila barili/giorno a 1,7 milioni fino a marzo 2020, con l'ulteriore impegno dell'Arabia Saudita di limitare la propria "production quota" di ulteriori 400 mila barili/giorno, nonché al riemergere di tensioni geopolitiche nel Golfo e alla "de-escalation" delle tensioni commerciali USA-Cina. Tuttavia, dopo aver toccato i 65 \$/barile nel gennaio 2020, il prezzo del petrolio Brent registra una drammatica flessione a causa prima di uno shock della domanda indotto dalla diffusione su scala globale del virus pandemico COVID-19, poi a inizio marzo uno shock lato offerta dovuto al mancato accordo tra i membri dell'OPEC+ su ulteriori tagli produttivi, innescando incertezze sulla volontà del Cartello di continuare a sostenere i prezzi. A causa di questi sviluppi, il prezzo del Brent ha perso in due mesi oltre il 50% del valore toccando valori inferiori a 30 \$/barile (v. paragrafo successivo per un'informativa completa sui rischi emergenti 2020). Lo scenario 2020 si presenta pertanto estremamente volatile e complesso.

84573/516

La situazione di oversupply assume connotazioni drammatiche nel mercato del gas naturale, come evidenzia il crollo del prezzo della commodity in tutte le principali geografie (Henry Hub, il riferimento USA, -19%, PSV Italia -34%, TTF spot Europa -42%). I fattori alla base della debolezza del gas sono la drastica flessione delle importazioni di GNL da parte delle principali economie asiatiche, in particolare Cina, Giappone e Corea del Sud per effetto del rallentamento dell'attività e della ripresa del nucleare, le temperature globali miti, l'eccesso di produzione di gas associato in USA, lo start-up di mega progetti GNL che favoriscono la liquidità e la connessione dei mercati del gas, nonché il livello delle scorte ai massimi storici.

Dopo il rallentamento registrato nel 2019 dovuto alla debolezza del ciclo economico, con un incremento inferiore al milione di barili/giorno, il management Eni prevede, in linea con il consensus di mercato, una ripresa della domanda globale di petrolio a medio termine, nell'ipotesi di esaurimento a breve degli effetti della malattia pandemica in corso. La previsione Eni post 2020 indica un livello di crescita medio di circa un milione di barili/giorno, ipotizzando una moderata dinamica dell'attività economica. L'offerta globale di greggio dovrebbe scontare una dinamica più cauta considerando il sempre maggiore focus delle oil companies sulla disciplina finanziaria, la previsione di rallentamento della crescita delle produzioni unconventional USA, nonché il ritorno dell'OPEC+ al ruolo di stabilizzatore del mercato. Sulla base dell'analisi dei fondamentali del mercato, valutati i rischi di ulteriore rallentamento dell'economia mondiale, i fattori geopolitici e le incertezze associate con gli sviluppi della disputa commerciale tra USA e Cina e della Brexit, e considerate le previsioni fatte da analisti finanziari e istituti specializzati, il management ha ritenuto di confermare l'assunzione di prezzo long term a 70 \$/barile per il riferimento Brent in moneta reale 2022 (inflazione di lungo termine 2%), in linea con quella utilizzata nella valutazione della recuperabilità dei valori d'iscrizione delle proprietà Oil & Gas del bilancio 2018.

I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sul cash flow a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito).

Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che per ogni variazione di +/- 1 \$/barile del prezzo del Brent rispetto alla previsione Eni per il 2020 ed assumendo prezzi del gas spot invariati, il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") diminuisce/aumenta di circa €0,15 miliardi.

Uno scenario di prolungata contrazione o una contrazione strutturale del prezzo della commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle prospettive di business a causa della minore

capacità della Company di finanziare i programmi di investimento e di far fronte alle obbligazioni in scadenza e ad altri commitments. Eni potrebbe essere costretta a rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione delle minori risorse disponibili e dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Queste valutazioni potrebbero comportare la decisione di cancellare, di rinviare o di rimodulare i progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente le prospettive del business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni.

Al 31 dicembre 2019 i volumi di riserve certe dell'Eni erano di 7,27 miliardi di boe e il NPV a criteri US SEC era di €51 miliardi, entrambi determinati sulla base di un prezzo di riferimento del Brent di 63 \$/barile quale parametro di valutazione dell'economicità delle riserve e di valutazione dei flussi di cassa futuri associati alla loro vendita. Considerato il deterioramento dello scenario petrolifero registrato nel primo trimestre 2020, qualora i prezzi di riferimento a fine 2020 dovessero risultare in linea con i valori del primo trimestre Eni si troverebbe nelle condizioni di dover registrare significative revisioni negative di riserve poiché non più economiche in un tale tipo di scenario, nonché una significativa riduzione del loro valore attuale netto.

L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Il controllo degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento di un'adeguata redditività e dell'equilibrio patrimoniale. Storicamente i nostri investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il nostro cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai nostri pozzi di produzione; (iii) la nostra capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iv) i rischi geopolitici; e (v) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il nostro cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito. Nella programmazione dei flussi finanziari Eni ha considerato i fabbisogni per il pagamento dei dividendi agli azionisti, mentre il piano di buy-back dell'azione è attuato solo in presenza di condizioni di mercato/livello di indebitamento favorevoli (Brent non inferiore a 60 \$/barile e leverage ante IFRS 16 stabilmente sotto 0,2). Alla data della presente Relazione Finanziaria Annuale, Eni dispone di una riserva di liquidità dimensionata in modo da rispondere agli obiettivi di: (i) far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario e restrizioni nell'accesso al mercato dei ca-

me



84573/515

pitali); e (ii) assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni.

Considerata la volatilità del prezzo del petrolio e l'esposizione di Eni al rischio commodity, il management conferma un approccio prudentiale nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa disciplina finanziaria e un focus costante sull'efficienza/efficacia delle operazioni. Il programma d'investimenti per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi mantiene una significativa quota "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Per il 2020, Eni prevede un livello di spending di circa €4 miliardi. Nonostante il controllo degli investimenti, il management intende mantenere un elevato tasso di crescita della produzione di idrocarburi pari a circa il 3,5%, in media nell'arco del prossimo quadriennio. Nel coniugare crescita e contenimento dei costi, il management farà leva in particolare sull'approccio modulare nella realizzazione dei grandi progetti e sulla riduzione del capitale inattivo attraverso l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve. Infine, la volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte, per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto sulle produzioni sostanzialmente nullo nel 2019 rispetto al 2018 a seguito di un contesto di scenario marcatamente volatile che ha comportato prezzi di realizzo sensibilmente diversi rispetto alla media Brent del periodo nonché ad una situazione congiunturale dello scenario prezzi gas i cui marker di riferimento in alcuni casi asseriscono a lassi temporali precedenti il periodo in esame.

I risultati del business Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle. Nel 2019 i risultati dei business raffinazione e chimica sono stati penalizzati dalla debolezza dei mercati di sbocco dei prodotti, in particolare in Europa a causa della minore crescita e del clima d'incertezza dovuto alla disputa commerciale USA-Cina che ha indotto gli utilizzatori di commodity ad attuare politiche di "destocking", eccesso di capacità e pressione competitiva da parte di prodotti più convenienti. Durante le fasi di minore crescita economica, le raffinerie Eni a carica tradizionale e le linee di business della chimica di prodotti commodity (come il polietilene) sono esposte alla competizione da parte dei produttori del Medio Oriente e USA che sono avvantaggiati rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive (in termini di prossimità o di prezzo come nel caso di produttori chimici USA che utilizzano l'etano come carica per il cracker, più conveniente della nafta) e

maggiore diversificazione geografica. Guardando al futuro, il management ritiene che l'ambiente competitivo in questi business rimarrà sfidante a causa delle incertezze macroeconomiche e delle attese di nuovi investimenti di espansione della capacità nella raffinazione e nella petrolchimica di base su scala globale. Inoltre le raffinerie Eni dotate di elevata capacità di conversione sono esposte al rischio di contrazione del differenziale dei greggi pesanti vs. Brent che riduce il premio "complexity", cioè il vantaggio di cui beneficiano tali tipi di impianti in grado di ottenere prodotti pregiati dai greggi "heavy/sour" (cioè a elevato contenuto di zolfo/elevata resa d'olio combustibile) che quotano tipicamente a sconto rispetto al Brent. In particolari situazioni di mercato può accadere che tale sconto si riduca in maniera significativa come è accaduto nel corso del 2019 a causa della carenza d'offerta "heavy" dovuta ai tagli produttivi dell'OPEC, alle sanzioni USA nei confronti dell'Iran e alla flessione della produzione venezuelana. Il management prevede che tale trend possa rappresentare un fattore di rischio per i risultati del business raffinazione a medio termine.

Il business della chimica Eni ha registrato risultati negativi nel 2019 a causa del perdurante downcycle del settore che in aggiunta ai fattori macro citati in precedenza (rallentamento macroeconomico, overcapacity, pressione competitiva) è stato particolarmente penalizzato dal rallentamento dell'automotive e dalla minore richiesta di mercato di "single-use plastics" in funzione dei provvedimenti restrittivi adottati in Europa per la tutela dell'ambiente, di cui è prevedibile un ramp-up in futuro. Il management prevede che tale downcycle possa estendersi nel 2020 e oltre. In tale ambito, il recupero di redditività di Versalis è legato all'efficace ed efficiente esecuzione del piano di riposizionamento strategico definito dal management con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei business commodity caratterizzati da deboli fondamentali a beneficio dei business specialties, caratterizzate da migliori margini e maggiore stabilità e dallo sviluppo del business della chimica da fonti rinnovabili.

#### IMPATTO DELLA DIFFUSIONE PANDEMICA DEL VIRUS COVID-19 E ALTRI SVILUPPI NEL MERCATO PETROLIFERO.

Nel gennaio 2020 l'inizio di una malattia pandemica, nota come COVID-19, e la successiva rapida diffusione in un numero crescente di nazioni di tutto il mondo ha innescato una profonda correzione nei prezzi del petrolio e delle altre commodity energetiche a causa dell'improvvisa caduta dei consumi in funzione dei provvedimenti via via sempre più severi adottati dai governi per contenere l'epidemia con pesanti ripercussioni sull'attività produttiva. Nei primi giorni di marzo si sono concluse senza esito le discussioni all'interno del cartello OPEC+ sulla possibilità di ulteriori tagli produttivi richiesti da alcuni paesi membri per reagire agli effetti prodotti dal COVID-19. Questi eventi hanno causato il crollo del prezzo del petrolio, che pure aveva iniziato l'anno su di un trend sostenuto, con il prezzo di riferimento Brent che perde in questo periodo oltre il 50% del valore rispetto ai 65 \$/barile registrati nella prima parte di gennaio prima dell'inizio della diffusione pandemica; tuttavia, il prezzo medio del Brent nel primo trimestre 2020 pari a circa 51 \$/barile evidenzia una variazione molto più contenuta rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (-20% circa). Anche il prezzo spot del gas al punto virtuale di scambio italiano "PSV", principale riferimento per le

84573/516

vendite del gas equity, è diminuito in questo periodo, registrando un valore medio di 3,7 \$/mmBTU, con una riduzione di circa il 50% rispetto al primo trimestre 2019.

Qualora questi eventi si prolunghino oltre il breve periodo potrebbero causare una caduta prolungata dei consumi e dei prezzi energetici con conseguenze negative "materiali" sui risultati economici, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business dell'intero settore oil&gas, già alle prese con fondamentali sfidanti a causa del persistente eccesso d'offerta e dei rischi legati al cambiamento climatico e alla transizione verso un'economia low carbon.

Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che per ogni variazione di +/- 1 \$/barile del prezzo del Brent rispetto alla previsione Eni per il 2020, il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") diminuisca/aumenti di circa €150 milioni, mentre una variazione del +/- 1 \$/mmBTU nel prezzo del gas PSV determina un impatto positivo/negativo di €235 milioni rispetto al nostro piano finanziario.

L'andamento a breve termine dei prezzi del petrolio e del gas dipenderà in misura preponderante dai tempi di contenimento della diffusione della pandemia e dalle modalità con cui la crisi sarà gestita. Nel peggiore degli scenari, la pandemia potrebbe provocare una recessione globale con conseguenze negative di entità rilevante sulla domanda d'idrocarburi e sui prezzi delle commodity. Questo sviluppo che potrebbe essere reso ancora più problematico nel caso in cui l'OPEC+ abbandonasse effettivamente la politica di sostegno dei prezzi, comporterebbe effetti negativi significativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business dell'Eni, compreso l'andamento dell'azione e i ritorni per l'azionista.

Tuttavia la Compagnia grazie alle azioni intraprese in questi anni per aumentarne la resilienza allo scenario può far leva su una solida posizione finanziaria e su di un modello di business in grado di attenuare ogni downturn. Grazie all'esplorazione di successo a costi competitivi, la riduzione del timo-to-market delle riserve, l'approccio allo sviluppo dei progetti per fasi e nell'ottica design-to-cost che privilegia sviluppi in contesti semplici e convenzionali con costi più contenuti e infine al continuo controllo delle spese operative, la Compagnia è in grado di resistere a una contrazione dello scenario come quella attuale in virtù del ridotto break-even dei progetti in corso che assicureranno redditività e crescita a breve-medio termine. Inoltre la Compagnia mantiene un elevato grado di flessibilità finanziaria e dispone di riserve di liquidità per far fronte a eventi imprevisti e a significative contrazioni dello scenario. Abbiamo istituito una riserva di liquidità strategica che consiste di asset prontamente realizzabili quali titoli di stato e obbligazioni corporate investment grade dell'ammontare complessivo di circa €6,8 miliardi e possiamo contare su disponibilità liquide ed equivalenti immediate per ulteriori €6 miliardi in grado di attenuare l'impatto di un downturn dei prezzi, anche di notevoli proporzioni. Al 31 dicembre 2019 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €13.299 milioni e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. I principali impegni finanziari previsti per il 2020 includono il rimborso delle

quote in scadenza dei prestiti obbligazionari per €3,2 miliardi, l'esposizione a breve verso il sistema creditizio di €2,45 miliardi e gli impegni contrattuali di acquisto del gas nell'ambito delle forniture long-term che prevedono il pagamento di un ammontare minimo anche in assenza di ritiri di gas (clausola take-or-pay) dell'ammontare di €8 miliardi allo scenario di budget.

Eni ha in corso la valutazione degli effetti di tali sviluppi sullo scenario petrolifero e delle azioni gestionali per attenuarne l'impatto. Le nuove assunzioni di scenario e gestionali e le conseguenti ricadute, al momento non ancora determinabili, sulle valutazioni di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle attività fisse dell'Eni saranno riflesse nei futuri reporting period.

A oggi, in risposta alla forte riduzione dei prezzi delle commodity e ai vincoli prevedibili derivati dalla pandemia di COVID-19, il management ha rivisto lo scenario dei prezzi del petrolio e il programma degli investimenti per gli anni 2020 e 2021. In particolare, le previsioni sul prezzo Brent sono state ridotte rispettivamente a 40-45 \$/barile per il 2020 e 50-55 \$/barile per il 2021. Nel 2020 Eni ridurrà gli investimenti di circa €2 miliardi, pari al 25% del totale previsto nel budget originario e i costi operativi di circa €400 milioni. Per il 2021, si prevede una riduzione degli investimenti di circa €2,5-3 miliardi, pari al 30-35% di quanto originariamente previsto per lo stesso anno a piano.

I progetti interessati dagli interventi riguardano principalmente le attività upstream, in particolare quelle relative all'ottimizzazione della produzione e ai nuovi progetti di sviluppo il cui avvio era previsto a breve. In entrambi i casi l'attività potrà essere riavviata velocemente al ripresentarsi delle condizioni ottimali, e con essa il recupero della produzione correlata. Per effetto di questa manovra e dello scenario particolarmente depresso, la produzione nel 2020 è prevista tra 1,8 e 1,84 milioni di barili di olio equivalente al giorno e rimarrà invariata l'anno successivo. Infine, la Compagnia ha ritirato la proposta di acquisto di azioni proprie 2020 per un valore pari a €400 milioni indirizzata alla prossima Assemblea del 13 maggio. La proposta sarà riconsiderata nel momento in cui la previsione del prezzo Brent per l'anno di riferimento, parametro per la decisione di attivazione del piano di buy-back, tornerà a essere almeno uguale a 60 \$/barile.

## RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2019 circa l'81% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale, Sud-Est asiatico e America Centro-Meridionale. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei Governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi di Stato che sono partner di Eni nei progetti industriali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

me

84573/514

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

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

Il Venezuela è in una condizione di stress finanziario dovuto alla contrazione delle entrate petrolifere, acuita dalle sanzioni statunitensi che hanno limitato l'accesso del Paese ai mercati finanziari e hanno imposto restrizioni nei confronti della società petrolifera di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA"). Le misure restrittive citate e la mancanza di risorse finanziarie hanno ridotto in misura significativa la capacità del Paese di investire nei progetti petroliferi con la conseguente caduta dei livelli produttivi.

Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti di Eni, che sono concentrati in due grandi progetti: il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e il campo ad olio pesante onshore PetroJunín, operato dall'omonima società i cui azionisti sono la società di Stato PDVSA ed Eni, in regime di "Empresa Mixta". L'esposizione Eni nelle due iniziative petrolifere ammonta a circa \$1,3 miliardi, compresi i crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture del gas equity del giacimento Perla. Nonostante il difficile outlook finanziario del Paese, nel corso del 2019 è stata incassata una percentuale di fatturato per le forniture correnti di gas a PDVSA coerente con le assunzioni del management ai fini della stima dell'expected loss dei crediti commerciali venezuelani su cui si basa la valutazione di recuperabilità del capitale investito da Eni nel progetto. Pertanto il rischio controparte relativo al Venezuela si è mantenuto stabile rispetto alle assunzioni del precedente bilancio.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario che si riflette nelle difficoltà della compagnia petrolifera di Stato NNPC e di altri operatori locali nell'adempire le obbligazioni di funding dei progetti di sviluppo operati di Eni. Nonostante l'elevato rischio controparte, il piano concordato con NNPC per il rientro dei crediti scaduti mediante pagamenti in natura, cioè a valere sulla quota di profit oil di NNPC in progetti minerari incrementali a contenuto rischio minerario operati da Eni, sta procedendo in linea con le aspettative del management. Un analogo meccanismo di "securitization" è stato concordato con un partner privato locale sia per il recupero di crediti scaduti sia per il finanziamento della quota di capex del partner nelle attività di sviluppo pianificate.

È possibile che in futuro il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro economico-finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente.

Per quanto riguarda l'Egitto, l'esposizione Eni verso il Paese è destinata a rimanere significativa nell'arco del prossimo quadriennio in relazione ai rilevanti volumi di gas equity forniti alle compagnie petrolifere di Stato, derivanti dal giacimento supergiant di Zohr, il cui ramp-up è terminato nel 2019, e dallo sviluppo di altri importanti progetti. Il grado di solvibilità di tali controparti, pur migliorato, rimane a rischio elevato.

La performance dell'economia egiziana resta la fonte di maggiore incertezza per la stabilità del quadro politico-istituzionale del Paese nel breve-medio periodo. Eni continuerà pertanto a monitorare con attenzione il rischio controparte dell'Egitto considerato il livello di esposizione.

La Libia è uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale, noto come "Primavera Araba", che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale all'inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2011 e nel cambio del regime di allora, a seguito dei quali Eni fu costretta a interrompere per quasi un anno le attività petrolifere nel Paese con ricadute materiali sui risultati dell'esercizio. Agli eventi del 2011 ha fatto seguito un lungo periodo di conflitto civile e un quadro socio-politico frammentato e instabile a causa del fallimento del processo di pacificazione interno, che ha comportato per Eni frequenti rischi per la sicurezza delle persone e degli asset e per la continuità delle attività con conseguenti numerose perdite temporanee di produzione. Dalla seconda metà del 2018 si è assistito ad un nuovo riacutizzarsi delle tensioni interne sfociate nella ripresa della guerra civile nell'aprile 2019 con scontri armati nell'area di Tripoli. Il quadro corrente si presenta incerto e volatile anche a causa del fallimento dei tentativi della comunità internazionale di arrivare a una tregua nelle ostilità tra le fazioni contrapposte. Eni ha rimpatriato tutto il personale di stanza in Libia per motivi precauzionali e ha rafforzato le misure di sicurezza presso gli impianti. Nonostante il difficile contesto operativo, nel corso del 2019 le attività petrolifere Eni hanno marciato con regolarità e in linea con i piani aziendali conseguendo il pieno ramp-up degli upgrading realizzati nel 2018/2019 (Wafa compression e Bahr Essalam fase 2). Il management ritiene comunque che la situazione politica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro, anche alla luce dei più recenti accadimenti che hanno determinato il blocco dei terminali di esportazione della Cirenaica e la fermata di buona parte della produzione di petrolio con ricadute sull'operatività del giacimento Eni di Elephant. Alla data di bilancio la Libia rappresenta il 15,5% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi a partire dal 2020 e nel medio termine in linea con la strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica come gli Emirati Arabi Uniti e la Norvegia.

Altro Paese dove si sono verificati nel passato recente episodi di disruption è la Nigeria, sotto forma di atti di sabotaggio, furti,

84573/518

attentati alla sicurezza e altre forme di danni dirette alle installazioni produttive della Società, in particolare nell'area onshore del Delta del Niger, con ricadute negative sulla continuità produttiva.

Per scontare i rischi di possibili sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia e in altri Paesi dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni di durata contenuta delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi, come potrebbero essere quelle causate da conflitti interni, attentati, atti di guerra, tensioni sociali e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2020-2023 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili significative interruzioni delle attività produttive per periodi prolungati. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 66 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura difficilmente prevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

L'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea del 31 gennaio 2020 pone fine a un periodo di forte incertezza politica. Durante il periodo di transizione (che finirà il 31 dicembre 2020 e difficilmente sarà prorogato) l'impatto della Brexit sul business sarà piuttosto limitato, in quanto il Regno Unito rimarrà nel mercato unico. Nel corso del 2020, Londra porterà avanti i negoziati con l'UE, per definire i rapporti commerciali futuri. Tuttavia, visti i tempi stretti e la complessità delle trattative, permane il rischio che l'accordo commerciale raggiunto alla fine del periodo transitorio sarà poco chiaro e limitato ad alcuni settori, creando barriere commerciali (sia tariffarie che non-tariffarie) e portando ad un crescente disallineamento regolatorio in futuro. Inoltre, ulteriori dazi e imposte potrebbero influire negativamente sulla domanda di alcuni dei nostri prodotti. L'eventualità di possibili ritardi e di una minore domanda, in combinazione con un possibile deterioramento delle condizioni macroeconomiche sia nell'UE che nel Regno Unito, potrebbe avere effetti negativi materiali sul nostro reddito e sul flusso di cassa.

## RISCHIO CLIMATE CHANGE

Le aziende del settore energetico e in particolare quelle che operano anche nella filiera dei combustibili fossili sono chiamate a valutare e gestire i rischi connessi al cambiamento climatico rispetto ai quali si rileva una crescente sensibilità dell'opinione pubblica, della comunità finanziaria e dei Governi di tutto il mondo.

Nel dicembre 2015, in occasione della COP21, centonovantacinque Paesi di tutto il mondo hanno adottato l'Accordo di Parigi che definisce un piano d'azione globale contro i cambiamenti climatici con l'obiettivo di mantenere l'aumento medio della temperatura terrestre a fine secolo ben al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali.

Nel 2018 l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha indicato nel limite di 1,5 °C il tetto massimo di innalzamento della temperatura del globo al fine di evitare conseguenze irreversibili sugli ecosistemi e sulla diversità biologica, richiedendo un'accelerazione nei tempi e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'Accordo di Parigi.

In questo contesto, i rischi connessi al cambiamento climatico sono analizzati, valutati e gestiti da Eni considerando i cinque driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, relativi sia ad aspetti connessi alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia ad aspetti fisici (fenomeni meteorologici estremi/cronici), con un orizzonte di breve, medio e lungo termine.

Per quanto riguarda il **driver normativo**, l'adozione di strumenti su vasta scala potrebbe comportare un aumento dei costi e un rischio di asimmetrie che potrebbero creare penalizzazioni in determinate regioni rispetto ad altre. In particolare, un numero crescente di Governi sta annunciando la revisione degli obiettivi al 2030 e nuovi obiettivi di zero-net emission di lungo termine, dimostrando la volontà di supportare soluzioni energetiche a basso contenuto di carbonio. In particolare, in attuazione del nuovo Green Deal approvato a gennaio 2020 l'Unione Europea si è data l'obiettivo di presentare la nuova "legge europea sul clima" che mira al raggiungimento della neutralità carbonica al 2050. Tale provvedimento potrebbe comportare anche l'aggiornamento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni per il 2030, portandolo dall'attuale 40% ad almeno il 50%-55% rispetto ai livelli del 1990. A tal proposito, entro giugno 2021 verranno riviste tutte misure legislative rilevanti in materia di emission trading scheme, rinnovabili, efficienza energetica e fiscalità energetica.

Negli strumenti normativi rientrano anche i meccanismi fiscali di carbon pricing, già adottati in alcuni Paesi/zone di libero scambio<sup>1</sup>, considerati una soluzione efficace dal punto di vista economico ai fini del contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> minimizzando il costo per la collettività. Attualmente circa la metà delle emissioni dirette di GHG di Eni sono assoggettate al regime di Emission Trading Scheme (ETS) europeo che prevede, a carico dell'impresa, l'onere per l'acquisto di certificati di emissione nell'open market, una volta superato il limite dell'assegnazione gratuita di quote stabilita su base regolatoria<sup>2</sup>. In alcuni ambiti operativi il Gruppo è soggetto a veri e propri meccanismi di carbon tax (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. Tali one-

[1] Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale, già implementati o in fase di implementazione, coprono circa il 20% delle emissioni mondiali di GHG.

[2] Nel 2019 Eni ha registrato un deficit di quote pari a 11,57 milioni di tonnellate.

84573/519

ri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la Compagnia prevede di ottenere dal miglioramento dell'efficienza operativa dei propri asset industriali, dai progetti di azzeramento del flaring gas da processo e dal piano di riduzione delle emissioni fuggitive di metano, in linea con i target di riduzione delle emissioni comunicati al mercato. Ulteriori benefici deriveranno dalla progressiva implementazione delle iniziative incluse nel Piano di medio-lungo termine Eni, che ha l'obiettivo di costruire un portafoglio di business più sostenibile e ridurre significativamente le emissioni.

Le evoluzioni normative in materia di biocarburanti, tra cui la nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED II che entrerà in vigore dal 2021), definirà i feedstock che potranno essere utilizzati per la produzione, privilegiando progressivamente quelli non in competizione con la filiera alimentare e quelli in grado di garantire livelli di saving di GHG sempre più elevati rispetto al combustibile fossile di riferimento. Attualmente il business R&M ha convertito un terzo delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie, in grado di produrre fuel di qualità a partire da feedstock rinnovabili, con la flessibilità di lavorare quantitativi crescenti di cariche advanced e "double counting" non in competizione con la filiera alimentare e a minori emissioni lungo tutta la supply chain. Inoltre Eni a partire dal 2023 prevede il phase out dall'utilizzo dell'olio di palma come feedstock delle sue bioraffinerie. Analoghe considerazioni sull'attenzione alla sostenibilità dei feedstock valgono per il business della Chimica, che sta attuando un piano di conversione di una parte dei propri siti per la produzione di materie plastiche e specialties a partire da materiali di origine vegetale.

Il **driver reputazionale** del rischio climate change è legato alla percezione, da parte delle istituzioni e della comunità civile, che le società Oil & Gas siano tra i principali responsabili del cambiamento climatico a causa delle emissioni dirette e indirette dovute alla produzione e all'utilizzo dei prodotti petroliferi. Numerose istituzioni finanziarie hanno annunciato di ridurre progressivamente l'erogazione di fondi per il finanziamento di progetti petroliferi e alcuni fondi d'investimento hanno annunciato l'intenzione di disinvestire dalle società upstream. Qualora tale trend si consolidasse, Eni potrebbe trovare difficoltà nell'accedere al mercato dei capitali e del credito. Inoltre alcuni Governi e regolatori hanno avviato azioni legali nei confronti delle compagnie petrolifere, tra cui Eni, reclamando la loro responsabilità per gli effetti e i costi connessi al climate change. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente su questi temi che rappresentano parte integrante della propria strategia. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità promuovendo iniziative sui temi di governance, campagne mirate di comunicazione, partnership internazionali, dialogo con gli investitori.

Per quanto riguarda i **driver scenario di mercato e tecnologico**, su un orizzonte temporale di medio-lungo termine è prevedibile che il mix energetico cambi a favore di fonti low carbon e che la domanda di idrocarburi sia influenzata negativamente dall'adozione di politiche ambientali sempre più severe (comprese nuove politiche di assegnazione di concessioni e permessi per lo svolgimento delle attività upstream) e da breakthrough tecnologici

quali quelli nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili o nell'efficienza dei veicoli elettrici (EV – electric vehicles) con conseguenze rilevanti sulle performance del settore Oil & Gas che si troverebbe ad operare in un mercato più competitivo e in contrazione.

I **driver fisici** sono relativi a eventi atmosferici estremi e catastrofici, quali uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, la cui crescente frequenza e intensità è correlata da parte della comunità scientifica al fenomeno di surriscaldamento globale. In funzione della localizzazione geografica, eventi meteorologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali. L'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di rischio. Relativamente ai fenomeni più graduali, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno.

La strategia di evoluzione disegnata da Eni nel medio-lungo termine per cogliere le opportunità offerte dalla transizione energetica contribuisce a mitigare i rischi connessi al climate change, perché avrà un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica del Gruppo.

Per approfondimento si rimanda al capitolo "Strategia" e al paragrafo "Neutralità carbonica nel lungo termine" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (DNF).

Il management Eni ritiene che l'implementazione di tali direttrici potrà aumentare la resilienza dell'Azienda e guidare la sua evoluzione verso uno scenario low carbon, riducendo i prevedibili maggiori costi e il rischio di riserve "stranded", nonché cogliere le opportunità connesse alla prevedibile crescita del gas naturale e delle rinnovabili.

La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portafoglio di asset e di nuovi investimenti di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni, alle condizioni fisiche di conduzione delle operations e i potenziali impatti e opportunità legati alle azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

La redditività dei principali nuovi progetti d'investimento è sottoposta a una sensitivity al carbon pricing utilizzando due set di assunzioni: (i) scenario prezzi idrocarburi e costo CO<sub>2</sub> di Eni; (ii) assunzioni di prezzo degli idrocarburi e costo CO<sub>2</sub> utilizzati nello scenario IEA SDS. L'analisi condotta a fine 2019 ha evidenziato effetti marginali sui tassi interni di rendimento del portafoglio progetti Eni.

Il test di valutazione della recuperabilità dei valori di libro delle proprietà Oil & Gas di Eni recepisce dal 2019 gli impegni del Gruppo a sviluppare i progetti di forestry, una delle linee d'azio-

84573/520

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

La resilienza del portafoglio è valutata sulla base dello scenario IEA SDS, che è considerato lo scenario di riferimento per tracciare un percorso di decarbonizzazione che traguarda il conseguimento dei Sustainable Development Goals dell'ONU più direttamente correlati all'energia: accesso universale all'energia, riduzione dell'impatto dell'inquinamento locale e lotta al cambiamento climatico, compresi i target dell'Accordo di Parigi. Per raggiungere tali obiettivi, lo scenario SDS ipotizza un picco delle emissioni globali entro il 2025, un declino medio annuo di circa il 4% fino al 2050 e zero emissioni nette al 2070. In questo scenario, la domanda energetica mondiale, nonostante i vincoli dettati dalla continua crescita economica e dal conseguimento dell'accesso universale al 2030, registra un leggero declino. Entro il 2040 l'energia eolica e solare diventano le fonti principali di generazione elettrica; la domanda petrolifera mondiale dopo aver raggiunto il picco prima del 2025 scende a circa 50 milioni di barili/giorno al 2050 (rispetto ai circa 100 milioni attuali) con una flessione media annua del 2%, mentre la domanda di gas rimane intorno ai 4.000 miliardi di metri cubi [sostanzialmente in linea con il livello corrente] fino al 2040.

Per quanto riguarda i prezzi dell'energia, lo scenario IEA SDS prevede un prezzo di lungo termine del petrolio pari a circa 62 \$/barile al 2030 in termini reali 2018 riferito al paniere IEA (media dei prezzi d'importazione dei Paesi membri) e strutturalmente inferiore ai 60 \$/barile successivamente, livelli considerati adeguati a stimolare gli investimenti necessari per coprire le previsioni di consumo; il prezzo del gas è previsto rimanere stabile rispetto ai valori correnti. Lo scenario SDS del petrolio assume una curva prezzo nel lungo termine moderatamente inferiore a quella Eni (ad esempio nel 2040 la previsione SDS è circa il 10% inferiore a quella Eni) mentre i prezzi gas nello scenario SDS risultano leggermente superiori a quelli dello scenario Eni. Il prezzo della CO<sub>2</sub> registra un trend in forte crescita atto a favorire la penetrazione delle tecnologie low carbon arrivando in termini reali al 2018 fino a 140 \$/tonnellate al 2040, attestandosi nel medio-lungo termine su livelli superiori alle assunzioni Eni.

Il management ha sottoposto tutte le CGU del settore E&P soggette a impairment test ai sensi dello IAS 36 ad analisi di sen-

sività per verificarne la tenuta del valore di libro adottando lo scenario IEA SDS del WEO 2019. Tale stress test evidenzia la tenuta complessiva dei valori di libro degli asset Eni con una riduzione del fair value del 7% ipotizzando l'indeducibilità dei costi delle emissioni di CO<sub>2</sub>, ovvero del 2% in caso di riconoscimento nei cost oil e ai fini della determinazione del reddito imponibile.

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

## RISCHIO SANZIONI

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli adottati dall'Unione Europea e dagli Stati Uniti d'America e, in particolare, ad oggi, quelli relativi a Venezuela e Russia. Nel corso del 2019, le misure restrittive nei confronti del Venezuela sono state inasprite con l'inserimento, tra l'altro, di PDVSA nella Specially Designated Nationals and Blocked Persons List (cd. "SDN List") statunitense e, in un secondo momento, con l'estensione delle misure di "asset freeze" anche nei confronti dello stesso Governo Venezuelano e di tutte le società da esso, direttamente o indirettamente, possedute o controllate. Tali misure hanno richiesto attente valutazioni e la messa in atto di azioni specifiche, tra le quali evitare "US nexus" nelle operazioni a rischio per limitare l'esposizione a sanzioni statunitensi, al fine di consentire il prosieguo delle attività Eni nel Paese, nel rispetto della normativa applicabile. In estrema sintesi, tali sanzioni hanno avuto effetti diretti piuttosto limitati sulle attività di Eni nel Paese; più significativi gli effetti indiretti, soprattutto considerato il deterioramento indotto sulla situazione finanziaria del Paese e il maggiore effort richiesto al management al fine di garantire l'aderenza alle nuove e più stringenti misure restrittive varate dall'amministrazione Trump.

Per quanto concerne la Russia, le sanzioni dell'Unione Europea e, in particolare, quelle statunitensi sono state ampliate nel corso

84573/521

dell'anno senza impatti diretti sulle attività di Eni in corso. I progetti nell'upstream russo – colpiti dalle restrizioni adottate da UE e USA nel 2014 a seguito dello scoppio della crisi russo-ucraina e inasprite dagli Stati Uniti nel 2017 con l'adozione del Countering America's Adversaries Through Sanctions Act – si trovano in stato di sospensione.

In generale, Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità alle norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio e delle modalità di concreta applicazione dello stesso, per adattare su base continuativa le proprie attività. I presidi di controllo interno e le conseguenti misure di mitigazione del rischio messe in atto hanno consentito di prevenire e limitare l'impatto dei programmi sanzionatori sulle iniziative di business.

### RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

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

Il rischio minerario è il rischio di esito negativo dell'attività esplorativa a seguito della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi privi dei requisiti di commercialità, mentre nelle attività di sviluppo possibili è rappresentato dal rischio di sotto performance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. Lo sviluppo delle riserve d'idrocarburi è esposto al rischio di cost overrun in funzione della complessità dei progetti dovuta a difficoltà tecniche non previste, rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractor, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning con ricadute negative sui ritorni. I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.

A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.) e delle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità, operazioni offshore), l'attività upstream è esposta ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti e della proprietà. Si tratta di rischi di incidenti di vario tipo, quali sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, blow-out, collisioni marine, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi che potrebbero assumere entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze ancora, con la

necessità, da parte di Eni, di riconoscere oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni, dividendi, disponibilità di extra cassa per finanziare il programma di buy-back).

Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore profondo e ultra profondo a causa della maggiore complessità delle operazioni e della delicatezza degli ecosistemi, quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo di idrocarburi. Nel 2019 Eni ha derivato circa il 60% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti e il differimento temporale dei cash flow positivi. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve scoperte comporta in genere anni di attività: verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, la definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la first party di Stato, l'ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato host, il project financing, l'ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, errori di progettazione o altri eventi similari possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. La complessità dell'ambiente circostante è un altro fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti (condizioni meteorologiche, temperature, offshore profondo e ultra profondo, tutela dell'ecosistema, presenza di ghiacci, ecc.).

Considerato il lungo intervallo temporale che intercorre tra la fase di scoperta e l'avvio della nuova produzione, i rendimenti dei progetti sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID) e al rischio di aumento dei costi di sviluppo. L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative, ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente sensibili benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la progressiva parallelizzazione delle attività di esplorazione, delineazione e di sviluppo, la realizzazione per fasi, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front-end del progetto e una maggiore focalizzazione sulla gestione delle fasi di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di "early" production facilities e facilities "refurbished" o ricondizionate). Nelle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e ge-

84573|522

stionali finalizzati a mitigare il rischio di blow-out dei pozzi. Eni monitora la complessità dei pozzi attraverso un indicatore di rischio (WCEI - Well Complexity & Economic Index) applicato ai pozzi operati e non, basato su parametri tecnici e sulla potenziale esposizione economica in caso di blow-out. A seconda della complessità l'indice è distinto in 3 livelli: i pozzi classificati di livello 1 sono gestiti con le azioni di mitigazione previste dalle procedure interne di Eni.

Eni presidia in modo rigoroso le analisi del rischio geologico, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi complessi, operati e non operati, con elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blow-out, con focus sulle più avanzate tecnologie digitali e procedure avanzate di controllo e monitoraggio, inclusi la visualizzazione ed il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) nonché il potenziamento dei programmi di formazione. L'importante progetto di digitalizzazione in atto mitigherà i rischi in ambito di integrità degli asset e della sicurezza del personale dedicato alle operazioni, oltre che degli esiti minerari delle perforazioni.

Eni esercita inoltre un controllo sui programmi di perforazione e di completamento dei pozzi a maggior complessità nelle attività non operate.

Il rischio blow-out dei pozzi è in parte mitigato dalla tipologia del portafoglio delle attività operate e non operate di Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi. In particolare Eni prevede un'incidenza massima del 19% di pozzi complessi caratterizzati da un maggiore rischio relativo sul totale di quelli in programma previsti a piano.

La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio il management prevede di incrementare la produzione operata gross del 22% circa rispetto ai livelli correnti a circa 4,3 milioni di boe/giorno con l'obiettivo di ridurre ulteriormente il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

#### Incerteze nelle stime delle riserve Oil & Gas

L'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione e ai tempi di sostenimento dei costi di sviluppo futuri dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:

- la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;
- le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo;
- modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;
- l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti Eni successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso;

- le variazioni dei prezzi di petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe di Eni, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima. Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della Società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

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

#### RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

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

Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una voce di costo significativa nell'esercizio cor-

Me



84573/523

rente e in quelli futuri. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti che potrebbero assumere proporzioni anche catastrofiche ed avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni, dividendi, disponibilità di extra cassa per finanziare il programma di buy-back).

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

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni ambientali in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, Eni è parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica.

Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazio-

ne alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

Fra gli sviluppi regolatori italiani di cui si sta valutando l'impatto, citiamo l'emissione da parte del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA) delle Linee Guida n. 17/2018 che impattano sull'Analisi di Rischio e dunque sugli obiettivi di bonifica. È inoltre attuato l'art. 241 del D.Lgs. n. 152/2006 con il Decreto 1° marzo 2019, n. 46, recante il regolamento relativo agli interventi di bonifica in aree agricole o destinate all'allevamento; anche in questo c'è attenzione in relazione alla ridotta casistica. Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la Società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.).

In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente. La legge ha inoltre ampliato il campo per cui viene prevista una responsabilità diretta dell'ente per illeciti ambientali. Eni ha quindi adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare un'adeguata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili.

Secondo l'annuale analisi condotta dal World Economic Forum (The Global Risks Report 2020), il rischio idrico viene identificato tra i cinque fattori con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 10 anni. Le crisi idriche avranno, inoltre, crescenti interconnessioni con altri fattori di rischio ed instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari. In un recente policy brief delle Nazioni Unite si evidenzia come i cambiamenti climatici si esplicitino nella forma di crisi idriche e di una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Nel 2015, 663 milioni di persone non avevano an-

84573/524

cora accesso ad acqua di qualità adeguata e disponibilità di reti fognarie. Uno dei Sustainable Development Goal (il n. 6) è pertanto rivolto a migliorare la gestione dell'acqua. A questo proposito prosegue l'impegno di Eni in progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico/sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come ad esempio il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (Improved Oil Recovery). Anche nel downstream sono proseguite iniziative per ridurre il consumo di acqua dolce o per la sostituzione dei prelievi di acqua dolce da falda o da acque superficiali con fonti di minor pregio. Anche al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, dal 2018 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water, entrando a far parte nel 2019 tra le compagnie reputate leader nella gestione della risorsa idrica, ottenendo una valutazione pari a A-, che si colloca ben al di sopra della media di settore e di area geografica. Prima fra le compagnie O&G, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica.

Dal 1° gennaio 2017 sono entrati in vigore i limiti emissivi dettati dalla direttiva IED sulle emissioni industriali per i grandi impianti di combustione (GIC) e a tale riguardo tutte le raffinerie Eni hanno completato nel 2018 i procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle Conclusioni sulle BAT pubblicate a luglio 2017 con la Decisione n. 2014/738/UE per il settore raffinazione.

Il 31 luglio del 2017, la Commissione Europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (LCP), ovvero tutte quelle installazioni con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW; i nuovi obblighi dovranno essere rispettati entro quattro anni con il rinnovo/riesame dei procedimenti autorizzativi ambientali in essere. Al fine di verificare il posizionamento degli impianti, i gestori hanno avviato specifiche gap analisi per definire i piani di miglioramento tecnologico necessari a riguardare le nuove performance.

Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto del Ministero dell'Ambiente n. 141 del 26/05/2016 per la determinazione delle garanzie finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.

Sempre nel 2017, con la decisione di esecuzione n. 2017/2117 la Commissione Europea ha approvato le Conclusioni sulle BAT

per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi (LVOC). Entro il dicembre 2021 tutti gli impianti dovranno essere allineati alle nuove BAT settoriali e completare i piani di miglioramento tecnologico richiesto dalla decisione.

La Commissione Europea ha inoltre adottato le Conclusioni sulle BAT per il trattamento dei rifiuti ai sensi della Direttiva 2010/75/UE. Le Conclusioni, approvate con decisione della Commissione Europea 10 agosto 2018, n. 2018/1147/UE, sono il riferimento alle seguenti attività: smaltimento (esclusa la discarica) o recupero di rifiuti pericolosi con capacità di oltre 10 tonnellate al giorno; smaltimento (esclusa la discarica) di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 tonnellate al giorno; recupero di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 75 tonnellate al giorno; deposito temporaneo di rifiuti pericolosi con capacità totale superiore a 50 tonnellate; e trattamento a gestione indipendente di acque reflue provenienti da un'installazione svolgenti le attività precedenti.

In Italia, le Autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali ad elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA, in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24/04/2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle AIA emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.

Le nuove Linee Guida su Valutazione Impatto Sanitario (LG VIS) sono entrate in vigore il 29 luglio 2019 (comunicate dal DM 27 marzo 2019). Le LG VIS arrivano in attuazione dell'articolo 23 del D.Lgs 152/2006 e si applicano attualmente solo ai Grandi Impianti di Combustione (GIC) e le raffinerie, ma si attende l'applicazione più vasta delle linee guida.

Il 22 novembre 2017 la Commissione Europea ha aggiornato le Linee Guida del 2001 per lo svolgimento delle valutazioni autorizzative in ambito VIA al fine di garantire la necessaria coerenza con le disposizioni della Direttiva 2014/52/UE che aveva introdotto significative modifiche, sia procedurali sia tecniche. A livello nazionale, tali LG sono già richiamate nell'ambito del Decreto VIA 104/2017 in vigore dal 21 luglio 2017 (il testo rimanda a decreti attuativi previsti dall'art. 25, in particolare comma 4 relativo all'emissione di LG nazionali e norme tecniche per l'elaborazione della documentazione finalizzata allo svolgimento della VIA). Il nuovo testo riformulato dal Decreto VIA 104/2017 ha l'obiettivo di introdurre tempi certi e perentori per il rilascio del parere, la razionalizzazione di procedure e competenze e la riorganizzazione degli organi preposti. Il decreto conferma inoltre l'obbligo di Valutazione di Impatto Sanitario (VIS - già introdotto con il Collegato ambientale nel 2016) per il proponente nell'ambito VIA per le raffinerie, gli impianti di gassificazione e liquefazione, le centrali termiche e gli altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW. Nel 2019 gli impianti Eni ricadenti sotto Grandi Impianti di Combustione (GIC) hanno presentato tutta la documentazione necessaria per procedere al riesame dell'AIA unitamente alla quietanza di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria, rispettando le scadenze del cronoprogramma

me

84573/525

approvato dal Decreto Direttoriale 22 novembre 2018, n. 430. Anche gli impianti Eni ricadenti sotto la categoria di fabbricazione in grandi volumi di prodotti chimici organici hanno presentato la documentazione per l'avvio del iter di riesame. Il processo di riesame ha come obiettivo di verificare l'allineamento degli impianti alle rispettive Conclusioni sulle BAT (decisione 2017/1442/UE e 2017/2117/UE). I business Eni interessati presidiano la tematica e proseguono con l'analisi di posizionamento degli impianti per valutare la necessità di eventuali interventi migliorativi da implementare.

La Commissione Europea ha diffuso il 28 febbraio 2019 il documento di riferimento sulle BAT per la gestione dei rifiuti delle industrie estrattive. Il documento è stato elaborato nel quadro dell'attuazione della direttiva 2006/21/CE sulla gestione dei rifiuti delle industrie estrattive e copre la gestione dei rifiuti estrattivi da tutte le industrie estrattive terrestri, dalle piccole cave alle grandi miniere di metalli, compresa la prospezione e la produzione di petrolio e gas. Il nuovo approccio delle BAT basato sul rischio considera la diversità dei tipi di rifiuti estrattivi, i siti e gli operatori e copre una vasta gamma di potenziali rischi che devono essere considerati dagli operatori responsabili della gestione dei rifiuti delle industrie estrattive. L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti, in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento, e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. Importante segnalare per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, il proseguimento delle attività da parte della Commissione Europea per la stesura del nuovo Bref Hydrocarbon con lo scopo di colmare le carenze di informazioni disponibili sulle BAT impiegate in Europa per le attività upstream e la loro applicabilità, nonché di individuare le attività suscettibili di produrre gli effetti ambientali più critici utilizzando tecniche di valutazione del rischio (Best Available Risk Management techniques, o BARM).

Con il DM 19 febbraio 2019, n. 39 il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare italiano ha dettato indirizzi per l'uniformità dei procedimenti di VIA e di AIA relativi a progetti di prospezione geofisica, perforazione di pozzi e altre opere a mare di competenza statale. In particolare, per i progetti di prospezione geofisica il DM richiede al proponente maggior grado di dettaglio nella documentazione sulla prospezione tramite tecnica dell'air gun, che permette di individuare tutti i possibili impatti del progetto. Negli ultimi anni i principali siti Eni in Italia sono stati dotati di sistemi informatici per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme; in tale ambito, nel 2017, Eni è stata la prima società in Italia a interfacciare il proprio software per la gestione dei rifiuti con la banca dati dell'Albo Nazionale Gestori Ambientali. Tali sistemi inoltre facilitano l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate, nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

Il Parlamento Europeo ed il Consiglio hanno approvato le quattro direttive afferenti al Pacchetto Economia Circolare della Commissione

Europea, che effettuano una revisione delle attuali normative comunitarie in materia di rifiuti, discariche, imballaggi e rifiuti da imballaggio, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche e veicoli a fine vita. Le dette direttive dovranno essere recepite entro il 5 luglio 2020 nell'ordinamento degli Stati membri.

In Italia è intervenuta la soppressione del Sistema Informativo per la Tracciabilità dei Rifiuti (SISTR), disposta dal DL 135/2018, cui farà seguito la definizione di un nuovo sistema, già previsto dall'art. 194-bis del D.Lgs. 152/2006, volto a consentire la tenuta in modalità esclusivamente elettronica della documentazione in materia di rifiuti.

Il Pacchetto Economia Circolare della UE approvato a giugno 2018, che rivede le normative comunitarie in materia di rifiuti, discariche, imballaggi e rifiuti da imballaggio, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche e veicoli a fine vita, dovrà essere recepito dagli Stati membri entro il 5 luglio 2020; a livello italiano sono in corso i lavori per il recepimento, contestualmente ai quali il competente Ministero intende operare una revisione organica della materia, che avrà ricadute anche sull'attività di Eni. L'11 dicembre 2019 la Commissione Europea ha presentato The European Green Deal la "road map green" della sua azione politica. Secondo la Commissione è necessario ripensare le politiche economiche e sociali per renderle più sostenibili, preservare il capitale naturale, prevedere una economia che preservi le risorse naturali, riduca la produzione dei rifiuti e punti su recupero, riparazione e riutilizzo. Fondamentale realizzare la neutralità climatica al 2050. L'azione sull'economia circolare si concentrerà in particolare su settori ad alta intensità di risorse come il tessile, l'edilizia, l'elettronica e la plastica.

Alla soppressione del Sistema Informativo per la Tracciabilità dei Rifiuti (SISTR), disposta dal DL 135/2018 e confermata dalla Legge 12/2019, farà seguito la definizione di un nuovo sistema che consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica della documentazione in materia di rifiuti e che prevedrà la comunicazione dei dati ad un Registro Elettronico Nazionale (REN).

Un tema particolarmente oggetto di attenzione da parte dell'opinione pubblica è costituito dalla plastica, anche in relazione al problema del marine littering. Il 12 giugno 2019 è stata pubblicata la Direttiva (UE) 2019/904, che dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 3 luglio 2021. Questa vieta la vendita nella UE di alcuni prodotti mono-uso in plastica, e per altri prevede riduzioni del consumo oppure specifici requisiti di etichettatura e prodotto. Detta direttiva fissa un obiettivo di raccolta del 90% per le bottiglie di plastica entro il 2029 e prevede che entro il 2025 il 25% delle bottiglie di plastica sia composto da materiali riciclati, quota che salirà al 30% entro il 2030. In questo nuovo contesto normativo l'industria della plastica svolgerà un ruolo fondamentale tramite lo sviluppo delle tecnologie innovative focalizzate sulla massimizzazione del tasso di riciclaggio della plastica.

Il 24 dicembre 2019 è stata pubblicata sul sito del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA) la Delibera n. 61 del Consiglio SNPA del 27 novembre 2019: Approvazione del manuale "Linee guida sulla classificazione dei rifiuti".

84573/526

A maggio 2019, il Consiglio del Sistema Nazionale Protezione Ambiente ha approvato le Linee guida per l'applicazione della normativa sulla gestione delle terre e rocce da scavo. Il documento, approvato con delibera SNPA 9 maggio 2019, n. 54, oltre ad analizzare il quadro normativo di riferimento, si concentra sui requisiti di qualità ambientale per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotti sia nei cantieri di grandi dimensioni che in quelli di piccole dimensioni.

Nel 2016 l'Unione Europea ha proseguito con la realizzazione della strategia "Aria pulita in Europa". Il 31 dicembre 2016 è entrata in vigore la nuova Direttiva NEC (che stabilisce i limiti emissivi nazionali per cinque inquinanti: biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) e doveva essere recepita dagli Stati membri entro il 1° luglio 2018, fatto salvo un periodo transitorio fino al 2019 in cui si applicheranno i vecchi limiti. Il 17 luglio 2018 sono entrate in vigore le disposizioni del D.Lgs. 30 maggio 2018, n. 81, di recepimento della Direttiva NEC. Il D.Lgs. stabilisce limiti nazionali per le emissioni in atmosfera più severi per taluni inquinanti (biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) in un primo step dal 2020 al 2029 e successivamente dal 2030 in avanti.

A livello della normativa nazionale e regionale si osserva sempre maggiore importanza delle emissioni odorigene. Il 19 dicembre 2017 è entrato in vigore l'art. 272-bis del D.Lgs. 152/06 introdotto con il D.Lgs. 183/2017 di recepimento della Direttiva 2015/2193. L'art. 272-bis introduce per la prima volta in TUA la tematica delle odorigene e promuove un coordinamento centrale per garantire, su basi scientifiche, chiarezza e applicazione uniforme, a livello nazionale, di criteri e procedure, volti a definire metodi di monitoraggio, valori limite e determinazione degli impatti delle emissioni odorigene. In base all'art. 272-bis, la normativa nazionale e regionale possono prevedere misure per la prevenzione e la limitazione delle emissioni odorigene degli stabilimenti di cui al presente titolo. Inoltre l'articolo prevede le sanzioni in caso di violazione, sfioramento o, soprattutto, mancato adempimento – arresto fino ad un anno o ammenda fino a €10.000.

Il 4 giugno 2019, durante l'evento Clean Air Dialogues, è stato firmato a Torino il Protocollo Clean Air. Il documento è volto all'individuazione di misure di breve e medio periodo di contrasto all'inquinamento atmosferico definite dal "Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria", all'adozione di misure di carattere normativo, programmatico e finanziario per intervenire nei settori a maggiori emissioni e all'individuazione di future strategie nazionali nei settori critici per garantire una migliore qualità dell'aria.

Ad ottobre 2019 è stata pubblicata la norma UNI 11761:2019 "Emissioni e qualità dell'aria – Determinazione degli odori tramite IOMS (Instrumental Odour Monitoring Systems). La norma specifica i requisiti tecnici e di gestione di sistemi automatici per il monitoraggio degli odori (IOMS, Instrumental Odour Monitoring System) per la misurazione periodica degli odori in aria ambiente, alle emissioni e indoor. L'importanza della tematica delle emissioni odorigene è confermata negli investimenti dei siti Eni

che sviluppano i nuovi sistemi di monitoraggio e completano le specifiche prescrizioni AIA sul tema.

La Regione Puglia ha approvato con la Deliberazione della Giunta Regionale 2 maggio 2019, n. 805 il Protocollo Operativo per la gestione delle segnalazioni di disturbo olfattivo derivante dalle attività antropiche.

Il 17 gennaio è entrato in vigore il Decreto Legislativo 5 dicembre 2019, n. 163 che reca la disciplina sanzionatoria per la violazione degli obblighi, di cui al Regolamento (UE) n. 517/2014, e dei relativi regolamenti di esecuzione della Commissione Europea, attuati con Decreto del Presidente della Repubblica 16 novembre 2018, n. 146. A tal proposito si segnala che le BU stanno adeguando i propri sistemi di gestione e alcune si sono già dotate di OPI (istruzioni operative) per gestione e controllo degli impianti e delle attrezzature contenenti sostanze lesive dell'ozono e gas fluorurati ad effetto serra.

Il Parlamento Europeo ha chiesto di estendere l'applicazione della Direttiva 2004/35/CE sul danno ambientale anche all'aria, alla fauna e alla flora (attualmente l'Italia non ha applicato la definizione estesa del danno). La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici definita nel Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciuto come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e nel Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging) ha introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con i clienti, i fornitori e i contraffattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni, sia di tipo amministrativo sia penale, fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

Il 14 luglio 2015 con il D.Lgs. n. 105 è stata data attuazione alla Direttiva 2012/18/UE (SEVESO III) relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Alcune delle novità introdotte riguardano le semplificazioni al sistema vigente, nonché nuovi adempimenti a carico dei gestori dei siti ad incidente rilevante; i gestori degli impianti Eni impattati hanno già predisposto quanto necessario per garantire la compliance al decreto.

Per quanto riguarda le installazioni offshore, l'analoga normativa è stata emanata con il D.Lgs. n. 145/2015, che dà attuazione alla Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, disponendo i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi e limitarne le conseguenze.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente (art. 30 D.Lgs. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Me

84573/524

Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato. La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

La pubblicazione delle Norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'adeguamento a queste norme ha comportato un miglioramento della pianificazione e dei processi di controllo. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE sviluppato su tre livelli di linea (il primo, la cui responsabilità è del sito; il secondo, che è svolto dalle Unità di Business; il terzo che resta in capo all'organizzazione centrale di Eni) che garantisce la progressiva indipendenza dei controlli e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: (i) technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; (ii) certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un Ente certificatore); (iii) verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; (iv) audit finalizzati alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo e della sicurezza di processo; e (v) audit/assessment per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti o assessment su specifiche parti di impianto). Nel settore della sicurezza di processo Eni ha sviluppato ed implementato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali. La nuova Norma ISO 45001 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito della attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite innanzitutto a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il supporto da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi livelli sono: la gravità dell'evento, in termini di danno a persone, ambiente e asset; l'impatto reale o potenziale sugli stakeholders e sulla reputazione di Eni; la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni.

Eni è impegnata quotidianamente nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che effrattivi,

sia all'estero che in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti.

Anche nel downstream Italia si sono registrate effrazioni sulla rete (picco massimo nel 2015), progressivamente contrastate attraverso l'installazione del dispositivo proprietario e-VPMS (Eni vibroacoustic pipeline monitoring system). Il sistema permette il monitoraggio da remoto delle condotte per aumentare l'accuratezza della localizzazione degli spill e, di conseguenza, favorire la tempestività e la qualità degli interventi di riparazione, di contenimento e di protezione dei bersagli ambientali più sensibili (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni").

È prevista inoltre l'installazione su due oleodotti pilota dell'upgrade del sistema e-VPMS alla versione e-VPMS-TPI (Third Party Intrusion) atto a rilevare le attività sospette in prossimità della condotta (scavi, veicoli, ecc.) prima della effrazione vera e propria della condotta. Dopo un periodo adeguatamente lungo di prova e di tuning dei due piloti si potrà capire se l'analisi costi/benefici è favorevole all'estensione dell'upgrade a tutti gli oleodotti di prodotti finiti.

Andrà posta attenzione preventiva all'eventuale evoluzione del fenomeno effrattivo anche in Egitto (Agiba) facendo riferimento alle esperienze acquisite in Italia e in Nigeria.

La Società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) e sono in corso i progetti come Tanks Integrity Monitoring (basato sulle emissioni acustiche), IDEAS (Innovative Drones for Asset Integrity, Environment, Safety), BEC Sesam (mappe di sensibilità ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) e di esposizione ai rischi naturali (in particolare frane ed esondazioni, tra cui progetto R&D "Early Warning System for Hydro & Pollution Risks") al fine di individuare le aree maggiormente critiche.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di \$1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e \$1,2 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1,25 miliardi per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping

84573 / 528

e nel caso di noleggio di time charter e di \$1 miliardo delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard di portafoglio.

A seguito dell'incidente di Macondo, verificatosi nel 2010 nel Golfo del Messico, il Governo statunitense e i Governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Gli Stati Uniti prevedono un Sistema di Gestione Ambientale (SEMS) obbligatorio per tutti i gestori; l'industria ha istituito il centro per la sicurezza in mare aperto a Houston per sostenere la verifica delle pratiche di SEMS. La Direttiva Europea 2013/30/UE detta i principi generali di gestione del rischio nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi al fine di prevenire incidenti gravi e viene enfatizzata, ai fini del rilascio o trasferimento di una licenza per operazioni in mare, la necessità di avere capacità tecniche, finanziarie ed economiche per l'avvio e prosieguito di tutte le misure necessarie per una risposta efficace alle emergenze e alle spese di clean-up e di compensazione.

Eni ha partecipato attivamente ai Joint Industry Project, promossi da OGP e IPIECA, in collaborazione con altre oil companies e continua nei gruppi lavoro e nelle relative iniziative globali (rinnovato impegno in Oil Spill Working Group e GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI Oil Spill Preparedness Regional Initiative). Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events), realizzato un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina, e il progetto Blow Stop, sviluppato una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento. A dicembre 2019 è entrata in vigore la Direttiva (UE) 2019/1937 del 23 ottobre 2019, la prima direttiva europea per la protezione dei whistleblower, coloro che segnalano agli organismi di controllo interno e/o alle autorità pubbliche esterne (forze dell'ordine, magistratura, autorità di controllo) gli illeciti di cui sono venuti a conoscenza e che sono avvenuti nella pubblica amministrazione o nell'azienda in cui lavorano. Entro i due anni gli Stati membri devono recepire le nuove regole europee negli ordinamenti giuridici nazionali.

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

L'attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi è soggetta a un complesso di norme, di regolamenti e di prescrizioni amministrative da parte degli ordinamenti e dei Governi in tutti gli Stati del mondo con l'intento di disciplinare materie quali l'assegnazione e l'esercizio dei titoli minerari per l'esplorazione, la prospezione e la coltivazione degli idrocarburi sulla terraferma e nel mare territoriale, l'imposizione a carico delle società petrolifere di obblighi specifici in relazione all'esecuzione dei programmi di perforazione

e altre attività di giacimento, misure di protezione dell'ambiente e di prevenzione degli incidenti, prescrizioni relative allo smantellamento dei pozzi e delle infrastrutture minerarie al termine dell'attività e di ripristino delle aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

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

Tale disciplina generale deve essere coordinata con le disposizioni del Decreto Legge n. 135/2018, cd. Decreto Semplificazioni, con il quale, in sede di conversione ad opera della Legge n.12 dell'11 febbraio 2019, è diventata efficace una normativa relativa al settore minerario che prevede l'approvazione entro diciotto mesi (quindi entro agosto 2020) di un "piano nazionale per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee" (PITESAI). Con tale piano, il Legislatore si propone di individuare le aree che possono ritenersi compatibili con lo svolgimento dell'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, incluso il mare. Fino all'emanazione di tale piano è sospeso il conferimento di nuovi permessi di prospezione e di ricerca degli idrocarburi così come è sospesa l'efficacia di quelli conferiti con la conseguente interruzione delle relative attività. Mantengono invece la loro efficacia le concessioni di coltivazioni in essere, così come possono essere prorogate le concessioni già scadute o che scadranno fino all'emanazione del piano predetto; non possono invece essere richieste nuove concessioni di coltivazione. Nel caso in cui il piano non sia approvato entro due anni dalla data di entrata in vigore della legge (quindi entro febbraio 2021), ovvero nelle aree dichiarate idonee a seguito dell'adozione del piano, cessano le sospensioni dei permessi di prospezione e di ricerca e possono essere richiesti ed ottenuti nuovi titoli minerari (di esplorazione/sviluppo). Nelle aree dichiarate non idonee a seguito dell'adozione del piano sono rigettate le istanze in corso alla data di entrata in vigore della legge per il conferimento di nuovi permessi di ricerca e di nuove concessioni di coltivazione, mentre sono revocati in via definitiva i permessi di prospezione e ricerca in essere (temporaneamente congelati). Continuano invece fino alla scadenza, senza però la possibilità di essere ulteriormente prorogate, le concessioni di coltivazioni in essere alla data di approvazione del piano anche in regime di proroga. La concessione più importante per Eni in Italia è Val d'Agri che è scaduta il 26 ottobre u.s. e per la quale è stata presentata al MISE, nei termini di legge, apposita istanza di proroga decennale. Nell'istanza di proroga è confermato il programma lavori approvato, relativo al primo periodo della concessione. Inoltre altre 33 concessioni di coltivazione sono attualmente in regime di "prorogatio".

Me

84573/529

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

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

I fondamentali del settore gas si sono progressivamente deteriorati nel corso del 2019 determinando un vero e proprio crollo dei prezzi in tutte le geografie (Henry Hub -19%, prezzi spot Europa quotazioni TTF -42%; PSV Italia -34%), rafforzando il trend ribassista osservato già dal quarto trimestre 2018. Le cause sono state la significativa contrazione delle importazioni di GNL da parte dei principali Paesi asiatici, in particolare Cina, Corea del Sud e Giappone per effetto del rallentamento economico e della ripresa del nucleare, in concomitanza con lo start-up di mega progetti GNL, temperature mondiali miti, l'eccesso di produzione dovuta in particolare all'aumento a livelli record dei volumi di gas associato in USA e il livello delle scorte globali ai massimi storici. La situazione in Europa, nonostante una certa vitalità della domanda sostenuta dalla ritrovata competitività del gas nella produzione di energia elettrica e da maggiori consumi estivi, è stata influenzata dall'eccesso di offerta alimentato dai crescenti volumi di LNG che sono stati dirottati verso il continente in assenza di sbocco in Asia. L'aumento dell'offerta globale di LNG ha incrementato il livello di liquidità e l'interconnessione tra i mercati regionali del gas, riducendo le opportunità di arbitraggio. La flessione dei prezzi del gas ha penalizzato – come descritto in precedenza – i risultati dell'upstream, mentre il settore Gas & Power ha registrato il netto calo dell'EBIT nel business della commercializzazioni di GNL i cui effetti sono stati attenuati dalla migliore tenuta del business wholesale gas che ha beneficiato della volatilità degli spread tra i diversi mercati spot continentali in funzione delle flessibilità del portafoglio. Il management prevede il progressivo assorbimento dell'oversupply e una modesta ripresa dei prezzi spot del gas in Europa, alla quale potrebbe far seguito una nuova fase di oversupply in funzione dei progetti GNL sanzionati nel corso del 2019 per un totale di circa 60 milioni di tonnellate/anno previsti in marcia dal 2024-2025 ed ulteriori FID per 40-60 MTPA sono previste nel 2020. I risultati del settore Gas & Power sono esposti ai rischi di un contesto competitivo sfidante dovuto all'oversupply, alla concorrenza da parte delle energie rinnovabili, la cui quota di mercato è in continua espansione, alla possibile apertura di nuove rotte d'importazione (ad es. il gasdotto TAP) e alla continua crescita dei flussi mondiali di GNL che alimenta-

no la liquidità dei mercati spot europei del gas. Il portafoglio di approvvigionamento di gas di Eni è composto principalmente da contratti di lungo termine con clausola di take-or-pay che espongono il compratore sia al rischio prezzo, nel caso in cui le formule di acquisto non siano allineate con i prezzi prevalenti nei mercati spot continentali, sia al rischio volume nel caso di saturazione del mercato per effetto della clausola di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).

Nel prossimo quadriennio il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ottenere maggiori flessibilità operative. Tale strategia si inquadra nel contesto di complesse relazioni contrattuali con i fornitori long-term di gas, i quali possono avanzare claim di revisione dei costi di approvvigionamento, nonché avanzare claim in relazione alla ripartizione di altri oneri contrattuali, quali la logistica.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato. Il management non può escludere un esito sfavorevole delle rinegoziazioni o di eventuali procedimenti arbitrari relativi ai contratti gas long-term con possibili effetti negativi sulla redditività e sulla generazione di cassa del business wholesale gas.

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

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

84573/530

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

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti tutelati).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine.

L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata, mentre un fattore di rischio è relativo all'incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power. La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). La legge di conversione del Decreto Legge n. 91/2018 (cd. Milleproroghe) – Legge 108 del 21 settembre 2018 – aveva rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020.

Con il Decreto Legge n. 162/2019 (cd. DL Milleproroghe) – è stata ulteriormente modificata la Legge 124/17 posticipando al 1° gennaio 2022 la data della fine della tutela di prezzo stabilita dall'Autorità. Il DL prevede l'adozione entro marzo 2020 di un Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) che stabilisca le modalità e i criteri dell'ingresso consapevole dei clienti nel mercato libero, tenendo conto della necessità di incrementare la concorrenza, e garantendo la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato. Un ulteriore decreto MISE da adottare entro marzo 2020 stabilirà criteri, modalità, requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione degli operatori nell'Elenco venditori da pubblicare sul sito del Ministero con aggiornamento mensile.

Il DL è attualmente in corso di conversione in Legge (entro fine febbraio 2020) e le previsioni in esso contenute potrebbero quindi subire modifiche.

In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli

operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte di gas ed energia elettrica disponibili.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione LNG, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, si è appena completato un processo di revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori per il prossimo periodo di regolazione (2020-2023), con effetti complessivamente positivi, mentre ulteriori modifiche di regole potrebbero riguardare il settore della rigassificazione, rappresentando fattori di rischio come anche opportunità per il business. Nei prossimi anni, inoltre, la regolamentazione del settore gas potrà essere interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti che si renderanno necessari con l'evoluzione delle normative europee in un contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico e, quindi, di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati e di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas.

Per quanto riguarda il settore elettrico, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market"), che si sono tenute a novembre 2019 con l'assegnazione per gli impianti esistenti di un prodotto annuale per il 2022 e il 2023 e per gli impianti nuovi di un prodotto della durata di quindici anni, comporteranno dei risultati positivi per Eni in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, di cui è titolare come gruppo, e per il progetto di un nuovo impianto che dovrà sviluppare Enipower nel sito di Ravenna. Permane il rischio che le aste possano essere annullate per effetto dei ricorsi presentati da alcuni operatori e, per gli impianti esistenti, vi è incertezza sull'eventualità che si tengano delle aste per gli anni successivi al 2023.

Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste le riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (introduzione di prezzi negativi, riforma del Mercato Intra giornaliero, riforma dei meccanismi di determinazione dei prezzi di sbilanciamento, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete).

### COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo ri-





84573/53A

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

#### RISCHIO CYBER SECURITY

Il rischio di cyber security rappresenta la possibilità che attacchi informatici compromettano i sistemi informativi aziendali (gestionali e industriali) avendo come principali conseguenze l'interruzione dei servizi erogati, la sottrazione di informazioni

sensibili per Eni, con impatti sia economici, sia reputazionali.

Il livello di cyber risk è stimato elevato poiché:

- Eni è una Oil & Gas company e rappresenta un obiettivo chiave per i cyber attack dato il contesto geopolitico in cui opera;
- il trend dei cyber attack in termini di frequenza e pericolosità è in crescita e, più in generale, aumentano le attività volte all'acquisizione di informazioni sensibili, sia attraverso l'utilizzo del fattore umano, sia mediante intercettazioni ed intrusioni telematiche;
- i fenomeni di social engineering e phishing, anche attraverso l'utilizzo del marchio Eni, sono in crescente diffusione, alimentati dall'incremento dell'utilizzo dei social network.

Le possibili conseguenze riguardano:

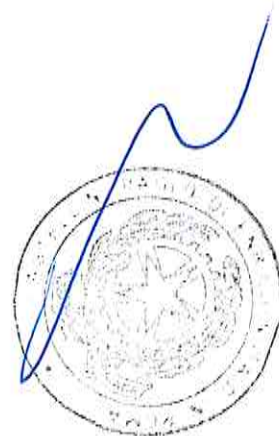
- la perdita di riservatezza, ovvero la diffusione intenzionale o accidentale di informazioni riservate, che può determinare perdite per Eni in termini di vantaggi competitivi, danni di immagine e reputazione e impatti di carattere legale ed economico (e.g. sanzioni) dovuti al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- la perdita di integrità e disponibilità in merito a informazioni e sistemi a supporto del business, che possono determinare una perdita di profitto dovuta alla mancata erogazione di servizi e/o danni agli asset aziendali.

Eni adotta un approccio risk-based al fine di definire misure di sicurezza di natura reattiva e preventiva volte a incrementare la proattività e la resilienza aziendale rispetto al rischio di cyber security.

# Evoluzione prevedibile della gestione

84573 / 532

Per le principali evoluzioni di business ed economico-finanziarie si rinvia al capitolo Strategia.



*me*

84573/533

# Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ai sensi del D.Lgs. 254/2016

## Introduzione

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2019 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI)<sup>1</sup> ed è articolata secondo le tre leve del proprio modello di business integrato (Neutralità carbonica nel lungo termine, Modello per l'eccellenza operativa e Alleanze per la promozione dello sviluppo locale) il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder.

In continuità con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for, il report di sostenibilità di carattere volontario e divulgativo che ha l'obiettivo di approfondire ulteriormente l'informativa non finanziaria. Anche l'edizione 2019 di Eni for includerà l'allegato "Neutralità carbonica nel lungo termine".

La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione con l'obiettivo di rendere la Relazione Finanziaria Annuale il documento di riferimento per soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non.

Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata sulle tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione o alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari, qualora le informazioni siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti:

- Il modello di business e la Governance di Eni, pagine 4; 24-29;
- la gestione dei rischi nei capitoli pagine 20-23: (i) "Risk Management Integrato" che descrive il modello di Risk Management Integrato (RMI) di Eni – che considera anche le tematiche di sostenibilità – le principali attività svolte nel 2019 nonché i Top Risk di Eni e le principali azioni di mitigazione; (ii) "Fattori di rischio e incertezza" in cui sono dettagliati i

principali rischi del Gruppo, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana.

All'interno della DNF sono invece dettagliate:

- le politiche aziendali nel paragrafo "Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016", in cui si presenta il sistema normativo composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo e da strumenti che definiscono le modalità operative;
- i "Modelli di gestione e organizzazione di Eni" per i seguenti temi: ambiente, clima, persone, salute e sicurezza, diritti umani, fornitori, trasparenza e lotta alla corruzione, comunità locali, innovazione e digitalizzazione;
- la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno nonché le principali performance con relativi commenti;
- la gestione dei rischi, legati agli ambiti previsti dal Decreto, che non sono trattati all'interno della Relazione sulla Gestione, ovvero quei rischi che, seppur mappati e monitorati nell'ambito del Risk Management Integrato di Eni, non sono valutati come top risk.

I contenuti del capitolo "Neutralità carbonica nel lungo termine" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, in cui Eni è presente sin dalla sua fondazione, al fine di fornire una disclosure ancora più chiara ed approfondita su tali tematiche. Infine è stato incluso nei vari capitoli il riferimento ai principali Sustainable Development Goal (SDG) delle Nazioni Unite, obiettivi che costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale e per Eni nella conduzione delle proprie attività in Italia e all'estero<sup>2</sup>.

Di seguito una tabella di raccordo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal Decreto e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione o della Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari.

### AMBITI DEL D.LGS. 254/2016

#### MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE Art. 3.1, comma a)

### PARAGRAFI CONTENUTI NELLA DNF

- Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120
- Neutralità carbonica nel lungo termine, pagg. 121-125
- Modello per l'eccellenza operativa, pagg. 126-137
- Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 137-138
- Temi materiali di sostenibilità, pag. 139

#### POLITICHE Art. 3.1, comma b)

#### MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI Art. 3.1, comma c)

- Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119
- Neutralità carbonica nel lungo termine, pagg. 121-125
- Persone, pagg. 126-128
- Sicurezza, pag. 129
- Rispetto per l'ambiente, pagg. 130-132
- Diritti Umani, pagg. 133-134
- Trasparenza e lotta alla corruzione, pagg. 136-137



### TEMI E APPROFONDIMENTI NELLA RPA E NELLA RELAZIONE SUL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ASSETTI PROPRIETARI

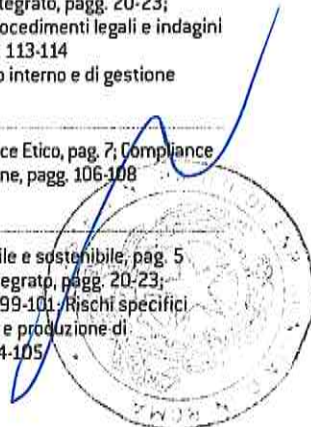
- ENI**
  - Modello di business, pag. 4
  - Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5
  - Attività di stakeholder engagement, pagg. 14-15
  - Strategia, pagg. 16-19
  - Governance, pagg. 24-29
- ROG**
  - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 8-10
  - Modello di Corporate Governance, pagg. 11-13
  - Consiglio di Amministrazione: Composizione, pagg. 35-40 e Formazione del Consiglio di Amministrazione, pagg. 55-56
  - Comitati del Consiglio, pagg. 56-66
  - Collegio Sindacale, pagg. 66-76
  - Modello 231, pagg. 104-106
- ROG**
  - Il Sistema Normativo di Eni, pagg. 91-104
- RM**
  - Il Modello di Risk Management Integrato, pag. 20
  - Il processo di Risk Management Integrato, pag. 21
  - Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento, pagg. 22-23
  - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 96-114

[1] Per maggiori dettagli si veda il paragrafo: "Principi e Criteri di Reporting".

[2] L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 SDG che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali.

84573/534

	AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	PARAGRAFI CONTENUTI NELLA DNF	TEMI E APPROFONDIMENTI NELLA RFA E NELLA RELAZIONE SUL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ASSETTI PROPRIETARI	
 <p><b>NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE</b></p>	<p><b>CAMBIAMENTO CLIMATICO</b> Art. 3.2, comma a) Art. 3.2, comma b)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120</li> <li>• Neutralità carbonica nel lungo termine (governance, risk management, strategia e obiettivi), pagg. 121-125</li> </ul>	<p>125/1</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5</li> <li>○ Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 105-111; Rischio climate change, pagg. 101-103</li> <li>○ Strategia, pagg. 16-19</li> </ul> <p>125/2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 8-10</li> </ul>	
 <p><b>MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA</b></p>	<p><b>PERSONE</b> Art. 3.2, comma d) Art. 3.2, comma c)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120</li> <li>• Persone (occupazione, diversità e inclusione, formazione, relazioni industriali, welfare, salute), pagg. 126-128</li> <li>• Sicurezza, pag. 129</li> </ul>	<p>125/1</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5</li> <li>○ Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 104-105; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 105-111</li> <li>○ Governance, pagg. 24-29 (La Politica di Remunerazione, pag. 28)</li> </ul>	
	<p> <b>RISPETTO PER L'AMBIENTE</b> Art. 3.2, comma a) Art. 3.2, comma b) Art. 3.2, comma c)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120</li> <li>• Rispetto per l'ambiente (economia circolare, acqua, oil spill, rifiuti, biodiversità), pagg. 130-132</li> </ul>	<p>125/1</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5</li> <li>○ Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 104-105; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 105-111</li> </ul>	
	<p> <b>DIRITTI UMANI</b> Art. 3.2, comma e)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120</li> <li>• Diritti umani (gestione dei rischi, security, formazione, segnalazioni), pagg. 133-134</li> </ul>	<p>125/1</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5</li> </ul> <p>125/2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 8-10</li> </ul>	
	<p> <b>FORNITORI</b> Art. 3.1, comma c)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120</li> <li>• Fornitori (gestione dei rischi), pag. 135</li> </ul>	<p>125/1</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5</li> </ul>	
	<p> <b>TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE</b> Art. 3.2, comma f)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119</li> <li>• Modello di gestione e organizzazione, pag. 120</li> <li>• Trasparenza e lotta alla corruzione, pagg. 136-137</li> </ul>	<p>125/1</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5</li> <li>○ Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 113-114</li> <li>○ Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, pag. 29</li> </ul> <p>125/2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Principi e valori. Il Codice Etico, pag. 7; Compliance Program Anti-Corruzione, pagg. 106-108</li> </ul>	
	 <p><b>ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE</b></p>	<p><b>COMUNITÀ LOCALI</b> Art. 3.2, comma d)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120</li> <li>• Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 137-138</li> </ul>	<p>125/1</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5</li> <li>○ Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischio Paese, pagg. 99-101; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 104-105</li> </ul>



*Handwritten signature*

84573/535

## La nuova mission

La nuova mission di Eni – approvata dal Consiglio di Amministrazione a settembre 2019 – mostra il percorso che la Società sta intraprendendo per affrontare la sfida principale del settore energetico: garantire a tutti l'accesso ad un'energia efficiente e sostenibile, riducendo al tempo stesso le emissioni climalteranti, al fine di contrastare il cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Questa mission completa e rafforza la precedente confermando l'impegno di Eni per una transizione energetica che sia anche socialmente equa e integrando organicamente i 17 SDG a cui Eni intende contribuire, cogliendo nuove opportunità di business.

Questo è possibile grazie alle persone di Eni, alla passione e alla spinta dell'azienda verso l'innovazione continua, alla valorizzazione della diversità come leva di sviluppo, al rispetto e alla promozione dei diritti umani, all'integrità nella gestione del business e alla tutela dell'ambiente.


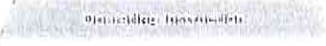
Inoltre, è necessario considerare che il raggiungimento degli SDG richiede una collaborazione senza precedenti tra il settore pubblico e privato. Da qui l'impegno di Eni nella definizione e costruzione di alleanze (Partenariato Pubblico Privato) con partner impegnati sul territorio e riconosciuti a livello internazionale.

## Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016

Al fine di consentire la concreta attuazione di quanto enunciato nella mission e per garantire integrità, trasparenza, correttezza ed efficacia ai propri processi, Eni adotta regole per lo svolgimento delle attività aziendali e l'esercizio dei poteri, assicurando il rispetto dei principi generali di tracciabilità e segregazione.

Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili a una mappa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico, sul Codice di Autodisciplina, sui principi del Modello 231, sui principi SOA<sup>3</sup> e sul CoSo Report<sup>4</sup>.

### QUADRO DI RIFERIMENTO GENERALE DEL SISTEMA NORMATIVO

Statuto	Codice Etico	Codice di Autodisciplina	Principi del Modello 231	Principi del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria	CoSo Report framework
					
	<b>Management System Guideline</b>				
	<b>Procedure</b>				
					
Indirizzo, coordinamento e controllo					
Operatività					

#### 10 policy approvate dal CdA

- Eccellenza Operativa; I nostri asset materiali e immateriali; I nostri partner della catena del valore; I nostri partner istituzionali; La global compliance; La sostenibilità; Le nostre persone; L'information management; L'integrità nelle nostre operations; La Corporate Governance.

#### 47 Management System Guideline ("MSG") articolate in:

- 1 MSG del Sistema Normativo definisce il processo di gestione del Sistema Normativo;
- 33 MSG di processo definiscono le linee guida finalizzate ad un'adeguata gestione del processo di riferimento e dei relativi rischi anche in un'ottica di compliance integrata;
- 13 MSG di compliance/governance (approvate di norma dal CdA) definiscono le regole di riferimento finalizzate ad assicurare il rispetto di leggi, regolamenti o norme di autodisciplina.
- definiscono le modalità operative con cui le attività delle società devono essere svolte;
- definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite ad una specifica funzione, unità organizzativa, area professionale.

Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

- le **Policy**, approvate dal Consiglio, sono documenti inderogabili che definiscono i principi e le regole generali di comportamento che devono ispirare tutte le attività svolte da Eni al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi aziendali, tenuto conto di rischi e opportunità. Le Policy sono trasversali ai processi e ciascuna è focalizzata su un elemento chiave della gestione d'impresa; si applicano a Eni SpA e, previo processo di recepimento, a tutte le società controllate di Eni;
- le **Management System Guideline** ("MSG") rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni e possono essere di processo o di compliance/governance (queste ultime approvate di norma dal Consiglio di Amministrazione) ed includono aspetti di sostenibilità. Le singole MSG emesse da Eni SpA si applicano alle società controllate,

che ne assicurano il recepimento, salvo il caso in cui sia sottoposta un'esigenza di deroga;

- le **Procedure** definiscono modalità operative con cui le attività delle singole società o aree funzionali devono essere svolte;
- le **Operating Instruction** rappresentano un ulteriore livello di dettaglio operativo riferito a una specifica funzione, unità organizzativa o area professionale.

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sito intranet aziendale e, in alcuni casi, sul sito internet della Società. Le Policy e le MSG sono diffuse alle società controllate, incluse le quotate in mercati regolamentati, per le successive fasi di competenza, quali il recepimento formale e l'adeguamento del proprio corpo normativo.

Nella tabella successiva, oltre alle Policy, sono considerati anche altri strumenti normativi Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA.

[3] Sarbanes-Oxley Act, legge statunitense del 2002.

[4] Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission [CoSO]" nel maggio 2013.

84573 / 536

**NEUTRALITÀ CARBONICA  
NEL LUNGO TERMINE****CAMBIAMENTO  
CLIMATICO****OBIETTIVO**

Contrastare il cambiamento climatico

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "La sostenibilità", Posizione di Eni sulle biomasse, Eni's responsible engagement on climate change, in business associations

**PRINCIPI:**

- ridurre le emissioni di gas serra migliorando l'efficienza degli impianti e aumentando l'utilizzo di combustibili a minor contenuto di carbonio
- sviluppare e implementare nuove tecnologie per la riduzione delle emissioni climateranti e la produzione più efficiente di energia
- sviluppare meccanismi flessibili e strumenti per ridurre la deforestazione
- promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica
- assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura
- assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni con la strategia Eni relativa ai cambiamenti climatici e alla transizione energetica, in linea con le aspettative degli stakeholder

**MODELLO PER  
L'ECCELLENZA OPERATIVA****PERSONE, SALUTE  
E SICUREZZA****OBIETTIVO**

Valorizzare le persone Eni e tutelarne la salute e la sicurezza

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "Le nostre persone", "L'integrità nelle nostre operations", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani

**PRINCIPI:**

- rispettare la dignità di ciascuno, valorizzando le diversità culturali, etniche, di genere, di età, di orientamento sessuale e le diverse abilità
- fornire ai responsabili gli strumenti e il supporto per la gestione e lo sviluppo dei propri collaboratori
- identificare le conoscenze utili alla crescita aziendale e promuoverne la valorizzazione, lo sviluppo e la condivisione
- adottare sistemi di remunerazione equi che consentano di motivare e trattenere le persone con le competenze più adeguate alle esigenze del business
- condurre le attività in conformità ad accordi e normative in materia di tutela della salute e sicurezza dei lavoratori e secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo

**MODELLO PER  
L'ECCELLENZA OPERATIVA****RISPETTO PER  
L'AMBIENTE****OBIETTIVO**

Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici (BES)

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "La sostenibilità", "L'integrità nelle nostre operations", "Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici", "Impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO", "Orientamento Eni verso Green Sourcing"

**PRINCIPI:**

- considerare, nelle valutazioni progettuali e nell'operatività, la presenza di Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO e altre aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione (approccio "risk based")
- assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali e sociali tra cui lo sviluppo sostenibile delle comunità locali
- promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica
- promuovere principi di Green Sourcing
- ottimizzare il controllo e la riduzione delle emissioni in aria, acqua e suolo

**MODELLO PER  
L'ECCELLENZA OPERATIVA****DIRITTI  
UMANI****OBIETTIVO**

Tutelare i diritti umani

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "La sostenibilità", "Le nostre persone", "I nostri partner della catena del valore", "L'integrità nelle nostre operations", Codice Etico, Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani, "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"

**PRINCIPI:**

- rispettare i diritti umani e promuoverne il rispetto verso i dipendenti, i partner e gli stakeholder, anche attraverso attività di formazione e sensibilizzazione
- garantire un ambiente di lavoro sicuro e salubre e condizioni di lavoro in linea con gli standard internazionali
- considerare i diritti umani sin dalle prime fasi di valutazione di fattibilità dei progetti e rispettare i diritti peculiari delle popolazioni indigene e dei gruppi vulnerabili
- selezionare partner che rispettino il Codice Etico e che si impegnino nella prevenzione o mitigazione degli impatti sui diritti umani
- minimizzare la necessità di intervento delle forze di sicurezza pubblica e privata per la tutela delle persone e degli asset

**MODELLO PER  
L'ECCELLENZA OPERATIVA****TRASPARENZA E LOTTA  
ALLA CORRUZIONE****OBIETTIVO**

Contrastare la corruzione attiva e passiva

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Management System Guideline "Anti-corruzione", Policy "I nostri partner della catena del valore", Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy)

**PRINCIPI:**

- svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi
- proibire la corruzione senza alcuna eccezione
- vietare di offrire, promettere, dare, pagare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura ad un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione attiva)
- vietare di accettare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura da un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione passiva)
- far rispettare a tutto il personale Eni e ai propri partner le normative in tema anti-corruzione

**ALLEANZE PER LA  
PROMOZIONE  
DELLO SVILUPPO LOCALE****COMUNITÀ  
LOCALI****OBIETTIVO**

Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire al loro sviluppo










**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "La sostenibilità", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani

**PRINCIPI:**

- creare opportunità di crescita e valorizzare le capacità delle persone e delle imprese nei territori in cui Eni opera
- coinvolgere le comunità locali al fine di considerare le loro istanze sui nuovi progetti, sulle valutazioni di impatto e sulle iniziative di sviluppo, anche con riferimento ai diritti umani
- identificare e valutare gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle attività di Eni, inclusi quelli sulle popolazioni indigene
- promuovere una consultazione preventiva, libera e informata, con le comunità locali
- cooperare alla realizzazione di iniziative volte a garantire uno sviluppo locale autonomo, duraturo e sostenibile

84573/537

DIMENSIONE	MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE
NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE  <b>CAMBIAMENTO CLIMATICO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comitato Valutazione Piani Medio e Lungo Termine, presieduto dall'Amministratore Delegato, che ha sviluppato un Piano di Medio-Lungo termine per la sostenibilità del business al 2050</li> <li>• Direzione Energy Solutions: sviluppo del business della produzione di energia da fonti rinnovabili</li> <li>• Programma Ricerca e Sviluppo Energy Transition: mira a sviluppare tecnologie in grado di promuovere in tempi rapidi la diffusione dell'utilizzo del gas naturale decarbonizzando la filiera</li> <li>• Funzione organizzativa centrale dedicata che sovrintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico</li> <li>• Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001, inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti Mid-Downstream e in fase di estensione a tutta Eni.</li> </ul>
MODELLO PER L'ECCCELLENZA OPERATIVA  <b>PERSONE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Processo di gestione e pianificazione occupazionale funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali</li> <li>• Strumenti per la gestione e sviluppo delle risorse per coinvolgimento e crescita professionale, scambio di esperienze inter-generazionali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e di sviluppo professionale nelle aree tecniche core e valorizzazione delle diversità</li> <li>• Gruppo di lavoro per la definizione degli impatti della Digital Transformation sui Ruoli/Competenze. Sviluppo di Strumenti Innovativi a supporto dei processi di Gestione HR</li> <li>• Sistema di gestione della qualità della formazione aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015</li> <li>• Sistema di knowledge management per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali</li> <li>• Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale: modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire la motivazione e il coinvolgimento del personale, in accordo alle convenzioni ILO<sup>(a)</sup> e alle indicazioni dell'Institute for Human Rights and Business</li> <li>• Sistema di gestione integrato ambiente, salute e sicurezza basato su una piattaforma operativa di provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali</li> <li>• Sistema di welfare per la conciliazione vita-lavoro e potenziamento servizi al dipendente e familiari</li> </ul>
 <b>SICUREZZA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema di gestione Integrato ambiente, salute e sicurezza dei lavoratori con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative</li> <li>• Sistema di gestione della sicurezza di processo con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset)</li> <li>• Preparazione e risposta alle emergenze con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente</li> <li>• Sistema di gestione della sicurezza di prodotto per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscele al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita</li> </ul>
 <b>RISPETTO PER L'AMBIENTE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema di gestione Integrato ambiente, salute e sicurezza: adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 per la gestione ambientale</li> <li>• Applicazione processo ESHIA (Environmental Social &amp; Health Impact Assessment) in tutti i progetti</li> <li>• Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze su specifiche tematiche ambientali ed energetiche</li> <li>• Green Sourcing: modello di individuazione di logiche di analisi e requisiti tecnici per la selezione di prodotti e fornitori con migliori performance ambientali</li> <li>• Analisi di circolarità sito-specifiche: mappatura di elementi di circolarità già presenti e individuazione di possibili interventi di miglioramento a livello di sito</li> <li>• Gruppo di Lavoro Biomasse: attuazione degli impegni dichiarati nella Posizione Eni su biomasse e olio di palma</li> </ul>
 <b>DIRITTI UMANI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Processo di gestione sui Diritti Umani integrato in una Management System Guideline</li> <li>• Attività inter-funzionali su Business e Diritti Umani per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali</li> <li>• Applicazione processo ESHIA nei progetti, integrato con l'analisi degli impatti sui diritti umani</li> <li>• Analisi specifiche degli impatti sui diritti umani, denominate HRIA (Human Rights Impact Assessment)</li> <li>• Sistema di gestione della security finalizzato a garantire la tutela delle persone in tutti i Paesi, in particolare per quelli ad alta criticità</li> </ul>
 <b>TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modello 231: definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.Lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori)</li> <li>• Compliance Program Anti-Corruzione: sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione</li> <li>• Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione: certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016</li> <li>• Struttura organizzativa "Anti-Corruption Compliance" collocata nella direzione "Compliance Integrata" alle dirette dipendenze dell'AD</li> </ul>
 <b>FORNITORI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Processo di Procurement volto a verificare, mediante attività di qualifica, selezione, gestione e monitoraggio dei fornitori, il possesso dei requisiti Eni su affidabilità, etica ed onorabilità, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani anche attraverso assessment condotti sulla base di parametri di valutazione ispirati al Social Accountability Standard (SA8000)</li> </ul>
ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE  <b>COMUNITÀ LOCALI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Referente di sostenibilità a livello locale, che si interfaccia con la sede centrale per definire i programmi di sviluppo per le comunità locali in linea con i piani di sviluppo nazionali, ad integrazione dei processi di business</li> <li>• Applicazione processo ESHIA in tutti i progetti di business</li> <li>• Piattaforma Stakeholder Management System finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder, anche locali e dei grievance</li> <li>• Sistema di rilevazione, mitigazione e monitoraggio dei rischi legati ai rapporti con gli stakeholder locali</li> <li>• Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework)</li> </ul>
 <b>INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Funzione Ricerca &amp; Sviluppo centralizzata per meglio condividere e valorizzare il know-how</li> <li>• Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica secondo le best practice della R&amp;S (pianificazione e controllo per fasi che seguono la maturità della tecnologia)</li> <li>• Continuo aggiornamento delle procedure relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali attinenti alla R&amp;S</li> </ul>

(a) International Labour Organization.

84573/538

**NEUTRALITÀ CARBONICA  
NEL LUNGO TERMINE**



Eni, consapevole delle evidenze scientifiche sui cambiamenti climatici dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), intende giocare un ruolo di leadership nel processo di transizione energetica sostenendo gli obiettivi contenuti nell'Accordo di Parigi. Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e in tal senso conferma l'impegno verso l'implementazione delle raccomandazioni della **Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD)**.

**Leadership nella disclosure** – Eni è stata l'unica società O&G coinvolta fin dall'inizio dei lavori nella **Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD)** del Financial Stability Board ed ha contribuito a sviluppare le raccomandazioni volontarie per la rendicontazione delle aziende in tema di climate change. La trasparenza nella rendicontazione connessa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto dall'azienda hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2019, **azienda leader** con una valutazione A- nel programma Climate Change del CDP (ex Carbon Disclosure Project, organizzazione riconosciuta a livello internazionale tra le istituzioni di riferimento nella valutazione della performance e della strategia sul clima delle imprese quotate). Il punteggio ottenuto da Eni è stato eguagliato solo da poche altre compagnie del settore Oil & Gas e risulta largamente superiore alla media globale attestata sullo score C, in una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo). A ulteriore testimonianza dell'impegno e della qualità nella trasparenza, la disclosure sul clima di Eni presente nella DNF all'interno della Relazione Finanziaria Annuale 2018 è stata citata come good

practice con riferimento a governance, risk management e metrics and targets nel TCFD Good Practice Handbook realizzato da SASB (Sustainability Accounting Standards Board) e CDSB (Climate Disclosure Standards Board).

**Impegno nelle partnership** – Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, l'AD di Eni siede nello Steering Committee della **"Oil and Gas Climate Initiative"** (OGCI). Costituita nel 2014 da 5 società O&G, tra cui Eni, OGCI conta oggi tredici società che rappresentano più di un terzo della produzione globale di idrocarburi e forniscono circa il 20% della domanda globale di energia. Nel 2019 OGCI ha reso noti i progressi sull'obiettivo di riduzione dell'intensità di metano annunciato nel 2018 (target collettivo per ridurre l'intensità delle emissioni di metano sulle attività Upstream portandola da 0,32%, valore del 2017, a 0,25% entro il 2025), con una riduzione collettiva pari al 9% nel 2018. Inoltre è proseguito l'impegno nell'investimento congiunto di 1 miliardo di dollari in 10 anni, finalizzato allo sviluppo di tecnologie capaci di ridurre le emissioni GHG dell'intera filiera energetica su scala globale e nel 2019 è stata lanciata l'iniziativa CCUS KickStarter per promuovere la commercializzazione su larga scala e a livello mondiale della tecnologia CCUS (Cattura, Uso e Stoccaggio della CO<sub>2</sub>).

L'informativa sulla neutralità carbonica nel lungo termine è strutturata secondo le quattro aree tematiche oggetto di raccomandazione della TCFD: governance, risk management, strategia e metriche e obiettivi. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per una disamina completa si rimanda al report Eni for 2019 – Neutralità carbonica nel lungo termine<sup>5</sup>.

**RACCOMANDAZIONI TCFD**

**GOVERNANCE**

Rappresentare la governance dell'azienda in riferimento ai rischi e opportunità connesse al cambiamento climatico.

- a) Sorveglianza da parte del CdA
- b) Ruolo della direzione

**STRATEGIA**

Rappresentare gli impatti attuali e potenziali dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico sui business, sulla strategia e sulla pianificazione finanziaria laddove l'informazione è materiale.

- a) Rischi e opportunità legati al clima
- b) Incidenza dei rischi e delle opportunità legati al clima
- c) Resilienza della strategia

**RISK MANAGEMENT**

Rappresentare come l'azienda individua, valuta e gestisce i rischi connessi al cambiamento climatico.

- a) Processi di individuazione e valutazione
- b) Processi di gestione
- c) Integrazione nella gestione complessiva dei rischi

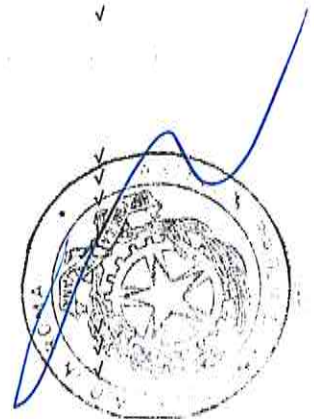
**METRICHE & TARGET**

Rappresentare le metriche e i target utilizzati per valutare e gestire i rischi e le opportunità connesse al cambiamento climatico laddove l'informazione è materiale.

- a) Metriche utilizzate
- b) Emissioni GHG
- c) Target

	RFA 2019	REPORT DI SOSTENIBILITÀ 2019
	Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario	Addendum Eni for - Neutralità carbonica nel lungo termine

Elementi chiave	✓	✓
Elementi chiave	✓	✓
Elementi chiave	✓	✓
Elementi chiave	✓	✓



[5] Tale report sarà pubblicato in occasione dell'Assemblea degli azionisti.

*me*



84573(539

## GOVERNANCE

**Ruolo del CdA** – La strategia di decarbonizzazione di Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui CdA e AD hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano strategico in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico ed alla transizione energetica. A partire dal 2014 il CdA è supportato, nello svolgimento delle proprie attività, dal **Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS)** con cui approfondisce, con cadenza periodica, l'integrazione tra strategia, scenari evolutivi e sostenibilità del business nel medio-lungo termine. Nel corso del 2019 il CSS ha approfondito in tutte le sedute aspetti relativi al cambiamento climatico, tra cui strategia di decarbonizzazione, scenari energetici, energie rinnovabili, ricerca e sviluppo a supporto della transizione energetica, partnership sul clima e tematiche relative alla risorsa idrica e alla biodiversità<sup>6</sup>. Dalla seconda metà del 2017, il CdA e l'AD si avvalgono inoltre di un **Advisory Board** composto da esperti internazionali, con il compito di analizzare i principali trend geopolitici, tecnologici ed economici, incluse le tematiche relative al processo di decarbonizzazione<sup>7</sup>. Dal 2018 Eni ha assicurato il proprio contributo all'iniziativa "Climate Governance"<sup>8</sup> del World Economic Forum (WEF) con il coinvolgimento anche del CdA di Eni, e nel corso del 2019 ha partecipato anche ad ulteriori iniziative avviate nell'ambito del WEF, in particolare per definire un modello di valutazione dei processi di governance adottati dalle società per la gestione di rischi ed opportunità collegati ai cambiamenti climatici. A partire dal 2019, il CdA esamina ed approva il Piano di medio-lungo termine di Eni, finalizzato a garantire la sostenibilità del portafoglio dei business in un orizzonte temporale fino al 2050, in coerenza con quanto previsto nel Piano Strategico Quadriennale.

L'esposizione economico finanziaria di Eni al rischio derivante dall'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit del settore E&P ed elaborato con l'introduzione di una carbon tax valorizzata allo IEA<sup>9</sup> Sustainable Development Scenario SDS (cfr. pagine 101-103, par. "Rischio Climate Change"). Infine il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change.

**Ruolo del management.** Nel 2019 è stato istituito il Comitato Valutazione Piani Medio e Lungo Termine presieduto dall'AD con l'obiettivo di supportare lo sviluppo organico e sostenibile del business di Eni individuando le direttrici strategiche e operative e indirizzando le azioni per assicurare il raggiungimento dei target connessi alla decarbonizzazione.

L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica è parte dei traguardi essenziali dell'azienda e si riflette anche nei Piani di Incentivazione Variabile destinati all'AD e al management aziendale. In particolare il nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022 supporta l'attuazione del Piano Strategico introducendo nuovi parametri connessi agli obiettivi di decarbonizzazione, transizione energetica ed economia circolare, in coerenza con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il peso complessivo di tali obiettivi è pari al 35% sia per l'AD sia per tutto il management Eni destinatario del Piano. Il Piano

di Incentivazione di Breve Termine con differimento, in continuità con gli scorsi anni, include l'obiettivo di riduzione dell'intensità delle emissioni GHG upstream operate in coerenza con il target definito al 2025. Tale obiettivo è assegnato all'AD con un peso del 12,5% e a tutto il management aziendale secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite.

## RISK MANAGEMENT

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, anche di medio e lungo termine, attuata con una visione integrata, complessiva e prospettica.

Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio lungo termine.

Il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano Strategico di Eni (es. definizione di obiettivi di de-risking e azioni strategiche di trattamento), e prosegue con il sostegno all'attuazione dei suddetti piani attraverso periodici cicli di risk assessment e monitoraggio.

I rischi sono:

- valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio;
- rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

In ottica di miglioramento dell'efficacia ed efficienza del processo e della qualità del dato, nel corso del 2019: (i) sono state rafforzate le metodologie di risk assessment con l'introduzione di nuovi strumenti per la valutazione di efficacia delle mitigazioni e degli impatti economico-finanziari; (ii) è stata completata l'implementazione del modello dell'Integrated Country Risk (ICR) volto all'analisi integrata dei rischi esistenti nei Paesi di presenza o di potenziale interesse; (iii) è stato realizzato un progetto pilota di digitalizzazione dell'ICR, che sarà esteso ai principali Paesi di presenza upstream nel corso del 2020.

Il rischio climate change è identificato come uno dei top risk strategici di Eni ed è analizzato, valutato e monitorato dall'AD nell'ambito dei processi RMI.

## Principali rischi e opportunità

I rischi connessi al climate change sono analizzati, valutati e gestiti considerando aspetti relativi sia alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia a fenomeni fisici. L'analisi è svolta con un approccio integrato e trasversale che coinvolge funzioni specialistiche e linee di business, includendo valutazioni di rischi e opportunità correlati. Di seguito si riportano le principali risultanze.

**Scenario di mercato.** Nello scenario Sustainable Development Scenario (SDS)<sup>10</sup> della International Energy Agency (IEA), preso a riferimento per valutare i rischi della transizione energetica, il ruolo delle fonti fossili è previsto rimanere centrale nel mix energetico (Oil & Gas pari al 47% del mix nel 2040), sebbene in tale scenario la domanda globale di energia al 2040 sia attesa in calo rispetto ad oggi (-7,2% vs. 2018, CAGR 2018-40 -0,3%).

(6) Per approfondimenti si rinvia al paragrafo "Comitato Sostenibilità e Scenari" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2019.

(7) Per approfondimenti si rinvia al capitolo "Governance" alle pagine 24-29.

(8) L'iniziativa si propone di accrescere il livello di consapevolezza dei Board sui temi climate-related, anche a seguito di quanto previsto dalle raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD).

(9) International Energy Agency.

(10) World Energy Outlook (WEO) 2019.

84573/540

Il gas naturale vede aumentare la sua quota nel mix (24% nel 2040 vs. 23% nel 2018) anche in corrispondenza dello scenario SDS. Si presenta, infatti, in virtù della minor intensità carbonica e delle migliori performance ambientali, come la fonte fossile con migliori prospettive future sia per l'integrazione con le fonti rinnovabili sia per la sostituzione di altre fonti a maggior impatto ambientale soprattutto nei Paesi emergenti. In futuro, inoltre, il gas naturale potrà giocare un ruolo importante anche in funzione di una produzione crescente dell'idrogeno o dell'implementazione di progetti di cattura, utilizzo e stoccaggio della CO<sub>2</sub> (CCUS). Le rinnovabili assumeranno un'importanza crescente nel percorso di decarbonizzazione, arrivando a soddisfare il 34% nel consumo primario (vs. 14% nel 2018), soprattutto grazie allo sviluppo di eolico e solare. La domanda di petrolio è prevista crescere negli altri scenari IEA (Current Policies Scenario e Stated Policies scenario) mentre nello scenario SDS si prevede un picco immediato entro i prossimi due anni a livello mondiale con successiva riduzione progressiva dei consumi in quasi tutti i Paesi (ad eccezione di India e Africa Sub-Sahariana). Ciò nonostante, anche considerando lo scenario SDS, rimane la necessità di significativi investimenti upstream per compensare il calo della produzione dai campi esistenti. Permane un'incertezza legata all'influenza che evoluzioni normative e breakthrough tecnologici potrebbero avere sullo scenario. Eni effettua una valutazione dei potenziali costi associati alle emissioni di GHG, stimandoli sulla base dello scenario SDS, come meglio rappresentato nella sezione Fattori di rischio e incertezza (pagine 96-114).

**Evoluzione normativa.** L'adozione di politiche atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sul business. Nonostante la COP25 di Madrid si sia conclusa senza un'intesa sulla definizione delle regole dei meccanismi di mercato dell'Accordo di Parigi, un numero crescente di governi, tra cui l'UE, sta annunciando la revisione degli obiettivi al 2030 e nuovi obiettivi di zero-net emission di lungo termine, dimostrando maggiore interesse nell'affrontare sfide eccezionali nello sviluppo di potenziali soluzioni energetiche a basso contenuto di carbonio. In particolare, con la presentazione della nuova "legge europea sul clima", l'Unione Europea si è data l'obiettivo di definire la neutralità carbonica entro il 2050, in attuazione della proposta di un nuovo Green Deal europeo, presentato a dicembre 2019. Anche a fronte di questa evoluzione, Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività, come meglio rappresentato nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

**Evoluzione tecnologica.** La necessità di costruire un modello di consumo finale dell'energia a basso impatto carbonico favorirà le tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, la produzione di idrogeno da gas nonché tecnologie che supportino il controllo delle emissioni di metano lungo la filiera produttiva dell'Oil & Gas. Tali elementi contribuiranno a sostenere il ruolo degli idrocarburi nel mix energetico globale. D'altra parte, l'evoluzione tecnologica nel campo della produzione e stoccaggio dell'energia da fonti rinnovabili e nell'efficienza dei veicoli elettrici potrebbe avere degli impatti sulla domanda di idrocarburi e quindi sul business. La ricerca scientifica e tecnologica è dunque una delle leve su cui si basa la strategia di decarbonizzazione di Eni e gli ambiti di azione sono descritti nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

**Reputazione.** Campagne di sensibilizzazione da parte di ONG e altre organizzazioni ambientaliste, campagne mediatiche, risoluzioni degli azionisti in assemblea, disinvestimenti da parte di alcuni investitori, class action di gruppi di stakeholder, sono sempre più orientate a una maggiore trasparenza sull'impegno concreto delle compagnie Oil & Gas per la transizione energetica. Inoltre, alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti, giudiziali e non, nei confronti delle principali compagnie Oil&Gas, tra cui società del gruppo Eni, reclamando la loro responsabilità per gli impatti connessi al climate change e ai diritti umani. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente sui temi del climate change e dei diritti umani che rappresentano parte integrante della propria strategia e quindi sono oggetto di comunicazione a tutti gli stakeholder. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità con iniziative sui temi di governance, dialogo con gli investitori e campagne mirate di comunicazione, adesione ad iniziative e partnership internazionali.

Nei primi mesi del 2020, accogliendo le richieste di alcuni investitori, Eni ha pubblicato una policy di Responsible Engagement sui temi climatici, in cui si è impegnata a verificare periodicamente la coerenza tra le proprie posizioni di advocacy climatica ed energetica e le posizioni delle associazioni di categoria di cui fa parte.

**Rischi fisici.** L'intensificarsi di fenomeni meteorologici estremi/cronici nel medio-lungo periodo potrebbe determinare danni ad impianti ed infrastrutture, con conseguente interruzione delle attività industriali ed incremento dei costi di ripristino e manutenzione. Per quanto riguarda i fenomeni estremi, come uragani o tifoni, l'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di rischio. Relativamente ai fenomeni più gradualmente, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno. Oltre all'impegno per assicurare l'integrità delle proprie operazioni, Eni è attiva sul tema dell'adattamento ai cambiamenti climatici anche per gli impatti sociali e ambientali, con particolare focus sulla valutazione delle principali vulnerabilità legate ai rischi fisici e sullo sviluppo di opportune linee guida per la realizzazione di azioni di adattamento nei Paesi di interesse di Eni.

## STRATEGIA E OBIETTIVI

La strategia di Eni coniuga gli obiettivi di continuo sviluppo in un mercato dell'energia in forte evoluzione con una significativa riduzione dell'impronta carbonica del Gruppo. L'Eni del futuro sarà ancora più sostenibile, vedrà rinforzato il suo ruolo di attore globale nel mondo dell'energia e sarà arricchita dal progressivo sviluppo di business quali le rinnovabili e l'economia circolare.

Il risultato della strategia industriale porterà alla riduzione al 2050 delle emissioni assolute nette<sup>11</sup> dell'80%, ben oltre la soglia del 70% indicata dalla IEA nello scenario SDS compatibile con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, e una riduzione dell'intensità emissiva<sup>12</sup> del 55%.

Per monitorare il raggiungimento di tali obiettivi, Eni ha sviluppato una rigorosa metodologia per la misurazione omnicomprensiva delle emissioni GHG. Tale metodologia include tutte le emissioni scope 1, 2 e 3,

[11] Net-absolute GHG Lifecycle emissions (Emissioni nette GHG lungo il ciclo di vita): sono tutte le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 associate alle nostre attività e prodotti, lungo la loro catena del valore, al netto del carbon sink.

[12] Rapporto tra le emissioni assolute nette GHG (Scope 1, 2 e 3) lungo il ciclo di vita dei prodotti energetici e la quantità di energia inclusa negli stessi.

84573/541

in termini assoluti e relativi, legate ai prodotti energetici venduti, siano essi derivanti da produzioni proprie o acquistati da terzi. Tale approccio distintivo supera gli attuali standard per la rilevazione delle emissioni e fornisce una visione integrale dell'impronta carbonica del Gruppo. La metodologia è stata rivista da esperti indipendenti dell'Imperial College London (per mezzo di Imperial Consultants) mentre il risultato della sua applicazione è stato verificato da RINA, società indipendente di certificazione.

Le azioni che contribuiranno al raggiungimento di tali risultati sono:

- la progressiva riduzione della produzione di idrocarburi e la crescente incidenza delle produzioni gas;
- il focus sulla commercializzazione di gas equity abbinata a progetti per la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> e la progressiva riduzione della commercializzazione di gas non equity;
- la conversione delle raffinerie europee in impianti per la produzione di idrogeno e per il riciclo di materiali scarto;
- la realizzazione di progetti di preservazione delle foreste primarie e secondarie per la compensazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> per oltre 30 milioni di tonnellate annue al 2050;
- lo sviluppo di progetti per la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> per oltre 10 milioni di tonnellate annue al 2050, con un primo progetto allo studio per l'hub di Ravenna in Italia, dove sarà possibile convogliare nei campi a gas ormai esauriti dell'offshore adriatico la CO<sub>2</sub> catturata dai limitrofi insediamenti industriali e di generazione elettrica da gas;
- il raggiungimento di una capacità di produzione di energia da rinnovabile superiore a 55 GW al 2050;
- espansione delle attività retail con l'obiettivo di conseguire un numero di oltre 20 milioni di contratti di fornitura al 2050.

Inoltre Eni ha confermato e ulteriormente esteso gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione: net-zero carbon footprint al 2030 per le emissioni scope 1 e 2 delle attività upstream e net-zero carbon footprint per le emissioni scope 1 e 2 di tutte le attività del gruppo al 2040.

Lo spending complessivo previsto nel quadriennio 2020-23 per decarbonizzazione, economia circolare e rinnovabili è pari a circa €4,9 miliardi e include le attività di ricerca scientifica e tecnologica destinate a supportare queste tematiche.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Eni si è dotata di indicatori che illustrano i progressi finora conseguiti in termini di riduzione di emissioni di GHG in atmosfera, utilizzo e consumi di risorse energetiche da fonti primarie e produzione di energia da fonti rinnovabili. Con riferimento specifico agli obiettivi di decarbonizzazione di breve termine, definiti per gli asset operati e contabilizzati al 100%, si riporta una sintesi dei risultati ottenuti nel 2019 e dello stato di avanzamento rispetto ai target.

**Riduzione dell'indice di intensità emissiva GHG upstream del 43% entro il 2025 vs. 2014:** l'indice di intensità GHG upstream, espresso come rapporto tra emissioni dirette in tonnellate di CO<sub>2</sub>eq e produzione lorda in migliaia di barili di olio equivalenti, nel 2019 è risultato in miglioramento del 9% rispetto al 2018, registrando un valore pari a 19,58 tonCO<sub>2</sub>eq/ mgl boe. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 27% ed è in linea con l'obiettivo al 2025. Il miglioramento dell'indice è legato all'aumento di produzione dai nuovi impianti a bassa intensità emissiva (es. Zohr in Egitto e OCTP - Offshore Cape Three Points in Ghana), al consolidamento del contributo di riduzione del flaring di processo legato ai progetti avviati

nel corso del 2018, nonché al completamento delle campagne di monitoraggio delle emissioni fuggitive di metano e manutenzioni delle perdite pianificate nel 2019.

**Zero gas flaring di processo entro il 2025:** nel 2019 i volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo, pari a 1,2 miliardi di Sm<sup>3</sup>, si sono ridotti del 15% rispetto al 2018 e del 29% rispetto al 2014, in relazione al contributo di specifici progetti di riduzione del flaring (Libia, Nigeria, Turkmenistan) e del calo di produzione che ha interessato alcuni campi con flaring di gas associato nel corso del 2019. Nel 2019 Eni ha investito €31 milioni in progetti di flaring down, in particolare in Libia ed in Nigeria.

**Riduzione delle fuggitive di metano upstream dell'80% entro il 2025 vs. 2014:** nel 2019 le emissioni fuggitive di metano upstream sono risultate pari a 21,9 ktCH<sub>4</sub>, in calo del 44% rispetto al 2018, grazie alle campagne di monitoraggio e manutenzione (Leak Detection And Repair - LDAR) effettuate negli asset di Zohr (Egitto) e Jangkrik (Indonesia) e del miglioramento della rendicontazione su El Feel e Bouri (Libia). La riduzione conseguita ha permesso il raggiungimento con 6 anni di anticipo del target al 2025. Le campagne LDAR hanno interessato anche il settore midstream (Sergaz), dove hanno portato una riduzione del 35% rispetto al 2018.

**Miglioramento medio del 2% annuo al 2021 rispetto all'indice 2014 dell'indice di efficienza operativa:** il target ha esteso l'impegno di riduzione GHG (scope 1 e scope 2) a tutte le aree di business. Tale obiettivo è riferito all'indice complessivo Eni, mantenendo l'opportuna flessibilità nei trend dei singoli business. Nel 2019 l'indice è stato pari a 31,41 tonCO<sub>2</sub>eq/mgl boe, in riduzione del 7,4% rispetto al 2018 (33,90 tonCO<sub>2</sub>eq/mgl boe) grazie al contributo di riduzione dal settore Upstream e al miglioramento di circa il 2% degli indici di performance di Enipower e Refining & Marketing. Pur avendo già trapiantato l'obiettivo di riduzione fissato al 2021, Eni continuerà a perseguire la strada di progressivo miglioramento nei prossimi anni. Nel 2019 Eni ha proseguito il piano di investimenti sia in progetti volti direttamente all'incremento dell'efficienza energetica negli asset (oltre €8 milioni) sia in progetti di sviluppo e revamping con significative ricadute sulla performance energetica delle attività. Gli interventi effettuati nell'anno consentiranno a regime risparmi di combustibili pari a 303 mgl tep/anno (per la maggior parte nel settore upstream), cui vanno aggiunti 25 GWh/anno di risparmi da acquisti di elettricità e vapore. Il beneficio in termini di riduzione di emissioni è pari a circa 0,8 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq.

Complessivamente, le emissioni dirette di GHG derivanti dalle attività operate da Eni sono pari, nel 2019, a 41,20 mln tonCO<sub>2</sub>eq, in riduzione del 5% rispetto al 2018 e del 29% rispetto al 2010. La riduzione è dovuta principalmente al calo delle emissioni da combustione e processo per effetto dei progetti di efficienza energetica, e la riduzione delle emissioni fuggitive e dal venting di metano (queste ultime grazie anche all'affinamento delle stime in seguito a censimento e stima di dettaglio delle sorgenti emissive). Le emissioni totali da flaring, nonostante la riduzione nei volumi di gas inviati a flaring di processo, aumentano del 3,7%, per effetto di manutenzioni straordinarie ai compressori di gas injection (in Nigeria e Congo), temporanei shut-down di impianti in Libia e incremento del flaring di emergenza in Angola (start up del campo Ago-go), oltre a interventi di depressurizzazione delle linee in Nigeria a seguito di atti di sabotaggio.

Per quanto riguarda lo sviluppo dell'energia elettrica prodotta da foto-

84573/502

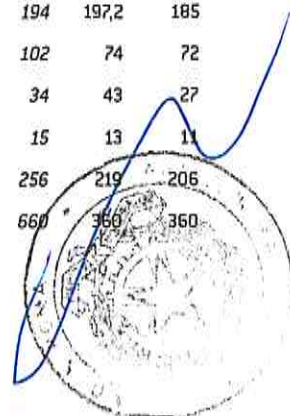
voltaico, nel 2019 si registra un notevole incremento della produzione rispetto all'anno precedente (66,9 GWh vs. 19,3 GWh nel 2018), mentre per i biocarburanti le quantità prodotte nel 2019 si attestano su un valore di 256 mila tonnellate, in aumento del 17% rispetto all'anno precedente. Per il 2019 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scien-

tifica e sviluppo tecnologico ammonta a €194 milioni, di cui circa 102 destinati a investimenti per il percorso di decarbonizzazione ed economia circolare. Tale investimento si riferisce alle tematiche di energy transition, bio-raffinazione, chimica verde, fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica.

### Principali indicatori di performance

		2019		2018	2017
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	41,20	26,55	43,35	43,15
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da combustione e da processo		32,27	23,11	33,89	33,03
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da flaring		6,49	2,83	6,26	6,83
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da venting		1,88	0,33	2,12	2,15
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da emissioni fuggitive di metano		0,56	0,28	1,08	1,14
Indice di efficienza operativa	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq/migliaia di boe)	31,41	43,63	33,90	36,01
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)		19,58	21,32	21,44	22,75
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO <sub>2</sub> eq/kWheq)	394	397	402	395
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq/migliaia di tonnellate)	248	248	253	258
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH <sub>4</sub> )	21,9	10,8	38,8	38,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm <sup>3</sup> )	1,9	1,0	1,9	2,3
di cui: di processo		1,2	0,5	1,4	1,6
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	0,69	0,57	0,67	0,65
Consumo di fonti primarie	(milioni di tep)	13,6	10,0	13,0	13,0
Energia primaria acquistata da altre società		0,4	0,3	0,4	0,4
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	(GWh)	66,9	57,8	19,3	16,1
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	1,39	n.d.	1,42	1,49
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(tep/MWheq)	0,17	0,17	0,17	0,16
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	112,7	112,7	112,2	109,2
Spesa in R&S	(milioni di euro)	194	194	197,2	185
di cui: relative alla decarbonizzazione		102	102	74	72
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	34	34	43	27
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		15	15	13	11
Produzione di biocarburanti*	(migliaia di tonnellate)	256	256	219	206
Capacità di bioraffinazione*	(migliaia di tonnellate/anno)	660	660	360	360

(\* ) Include il pro-quota della capacità di lavorazione installata della bioraffineria di Gela (720.000 ton/anno) avviata ad agosto 2019.



*me*

84573/503



## MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

Il modello per l'eccellenza operativa si basa sull'impegno costante nel consolidare e sviluppare competenze in linea con le nuove esigenze del business, nel valorizzare le proprie persone in ogni am-

bito (professionale e non), salvaguardare la salute e la sicurezza, la tutela dell'ambiente, il rispetto e la promozione dei Diritti Umani e l'attenzione alla trasparenza e alla lotta alla corruzione.



## Persone

Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio che Eni ha costruito nel tempo con dedizione ed impegno e che consentirà di generare valore nel breve come nel lungo termine. Nei prossimi anni Eni proseguirà l'importante processo di trasformazione iniziato circa sei anni fa, in cui si combinano lo sviluppo di nuove direttrici strategiche<sup>13</sup>, dall'economia circolare alle attività connesse alla decarbonizzazione, valorizzando anche le opportunità offerte dalla Digital Transformation.

**La cultura della pluralità e dello sviluppo delle persone.** Eni opera in un panorama internazionale: le persone di Eni abitano il mondo e vivono a fianco delle comunità con cui lavorano e per questo il valore della pluralità è imprescindibile. La diversità è una risorsa che crea valore, da salvaguardare e valorizzare sia in azienda sia in tutte le relazioni con gli stakeholder esterni. Per tale ragione, Eni promuove lo sviluppo delle persone locali attraverso processi di selezione e sviluppo professionale e ricorre alla mobilità geografica come esperienza importante nel percorso professionale e personale, garantendo uniformità di gestione a livello globale. Per quanto riguarda la diversità di genere, Eni pone particolare attenzione alla promozione di iniziative volte all'attraction dei talenti femminili a livello nazionale ed internazionale, così come allo sviluppo di percorsi di crescita manageriale e professionale per le donne in azienda. In tale ambito, Eni organizza iniziative per gli studenti delle scuole superiori di orientamento verso le materie STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics), con focus sulla gender parity (Think About Tomorrow) e partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali<sup>14</sup> con l'obiettivo di arricchire costantemente, in un'ottica di parità di genere, i propri processi e prassi operative. Eni, inoltre, effettua un monitoraggio periodico del gap salariale tra la popolazione femminile e quella maschile a parità di ruolo e anzianità, che evidenzia il sostanziale allineamento delle retribuzioni. In relazione agli standard ILO (International Labour Organization), Eni effettua analisi statistiche sulla remunerazione del personale locale, da cui emerge che i livelli minimi di remunerazione definiti da Eni sono significativamente superiori ai livelli minimi dei mercati locali. Eni, inoltre, ha implementato percorsi di sviluppo manageriale e percorsi di eccellenza rivolti alle aree professionali core, che sostiene attraverso attività di formazione, iniziative di mobilità, job rotation e strumenti di sviluppo. In particolare, le iniziative di mobilità sono rivolte a manager e non, al fine di valorizzare al massimo le opportunità di arricchimento e crescita trasversali. A supporto di questi percorsi, Eni utilizza diversi strumenti di valutazione, tra i quali l'annual review e il pro-

cesso di performance e feedback, con focus su dirigenti, quadri e giovani laureati. Nel 2019, il 93% della popolazione target è stato coperto dal processo di valutazione di performance.

**Formazione.** La formazione è rivolta alle persone Eni nel mondo al fine di creare valori condivisi e una cultura comune. Considerando le competenze delle proprie persone fondamentali per l'eccellenza operativa, Eni pianifica e realizza percorsi formativi diffusi capillarmente e trasversalmente, progetti per le famiglie professionali e iniziative specialistiche per attività strategiche e ad alto contenuto tecnico; particolarmente significativa la campagna formativa volta alla diffusione della cultura dell'asset integrity, per aumentare il livello di commitment e la consapevolezza di ogni persona. Le esigenze formative sono ogni anno mappate e valutate in base alle necessità specifiche. Con riferimento allo scenario globale e al processo di digitalizzazione in corso, sono proseguite nel 2019 le iniziative volte a sviluppare, utilizzare e aggiornare le soluzioni tecnologiche più innovative nell'ambito dei processi operativi. È continuato lo sviluppo e la valorizzazione delle competenze digitali attraverso l'ampliamento e il maggior utilizzo della piattaforma interna "Digital Transformation Center". Inoltre per facilitare la formazione e l'addestramento degli operatori e delle squadre di emergenza su scenari di sicurezza, ad integrazione del training normalmente svolto in aula e dell'addestramento in campo, è stata consolidata la metodologia "Virtual Reality Training" che permette di erogare formazione attraverso sistemi di realtà virtuale immersiva sia nell'ambito dell'HSE che nell'ambito della perforazione.

**Relazioni Industriali.** Eni si relaziona, su base continuativa, con le organizzazioni sindacali, a livello nazionale e internazionale, per la stipula e il rinnovo degli accordi con le controparti. A livello internazionale, il modello delle relazioni sindacali si basa su tre pilastri: due di carattere europeo (il Comitato Aziendale Europeo e l'Osservatorio Europeo per la Salute e Sicurezza dei Lavoratori in Eni) e uno globale, ossia il Global Framework Agreement on International Industrial Relations and Corporate Social Responsibility, rinnovato nel 2019. In riferimento al diritto internazionale del lavoro, è stata finalizzata e diffusa internamente una mappatura dello stato delle ratifiche delle principali Convenzioni ILO nei Paesi di presenza Eni come conferma dell'impegno di Eni al rispetto dei principi fondamentali in esse contenuti. Inoltre, con riguardo al principio fondamentale della freedom of association, nel 2019 è stata realizzata una verifica sulla normativa esistente nei principali Paesi di presenza per accertare che le legislazioni locali, nel tutelare tale principio, consentano la costituzione di sindacati e di rappresentanti dei lavoratori e la contrattazione

[13] Per maggiori approfondimenti sulla strategia vedere pagine 16-19; 123-124.

[14] Progetto Inspiring Girls – Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne; "Manifesto per l'occupazione femminile" di Valore D – Documento programmatico per valorizzare il talento femminile in azienda promosso da Valore D e patrocinato dalla presidenza italiana del G7 e dal Dipartimento per le Pari Opportunità della Presidenza del Consiglio dei Ministri italiana; Consorzio Elis – Sistema Scuola Impresa; WEF – World Economic Forum; ERT – European Round Table.



84573/566

collettiva. Laddove la normativa locale non preveda espliciti divieti, Eni riconosce sempre le condizioni di miglior favore tra quelle stabilite da ILO e quelle della normativa locale.

**Genitorialità, Welfare e Inclusione.** Eni ha proseguito il percorso di sviluppo di politiche a favore della tutela della genitorialità e della famiglia per garantire una sempre maggiore attenzione all'inclusione e al supporto delle situazioni di disabilità e un potenziamento dei servizi per la conciliazione casa-lavoro. Oltre alla politica di sostegno della maternità e paternità in ambito internazionale, promossa nel 2018, con il riconoscimento di 10 giorni lavorativi retribuiti al 100%, nel 2019 è stato esteso lo smart working in Italia a tutti i lavoratori dei siti non operativi, nonché a tutti i neo-genitori, i disabili e i care-givers. Inoltre nel corso del 2019 è proseguita l'estensione a nuove sedi dei programmi di prevenzione attraverso la messa a disposizione dei dipendenti di visite specialistiche e protocolli di check up.

**Salute.** Eni considera la tutela della salute un requisito fondamentale e promuove il benessere fisico, psicologico e sociale delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera. L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. Per affrontare tale sfida, Eni ha sviluppato una piattaforma operativa assicurando servizi alle proprie persone, attraverso le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, nonché iniziative di promozione della salute per le persone Eni e per le comunità presso cui opera. Nel 2019 è proseguito in tutte le società del Gruppo il programma di implementazione del sistema di gestione della salute con l'obiettivo di promuovere e mantenere la salute e il benessere delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

L'occupazione complessiva è pari a 31.321 persone di cui 21.078 in Italia (67,3% dell'occupazione) e 10.243 all'estero (32,7% dell'occupazione). Nel 2019 l'occupazione a livello mondo aumenta di 371 persone rispetto al 2018, pari al +1,2%, con un aumento in Italia (+502 dipendenti) e una riduzione all'estero (-131 dipendenti), riconducibile principalmente a nuovi assetti societari<sup>15</sup>. Complessivamente, nel 2019 sono state effettuate 2.199 assunzioni di cui 1.855 con contratti a tempo indeterminato. Di queste, il 32,3% ha riguardato il personale femminile e circa l'81% ha interessato dipendenti sotto i 40 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 32% ha riguardato l'area di business upstream (totale 709 di cui 547 a tempo indeterminato e 162 a tempo determinato), il 22% l'area Support Function, il 12% l'area R&MeC e il 34% le altre aree di business. Sono state altresì effettuate 1.546 risoluzioni di cui 1.198 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato<sup>16</sup>, con un'incidenza di personale femminile pari al 23,2%. Il 24,1% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2019 aveva età inferiore a 40 anni. Nel 2019, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 26,05% rispetto al 25,28% registrato nel 2018, su un totale di donne pari al 24,23% dell'occupazione complessiva. Nel 2019 la percentuale del personale femminile si attesta a: 15,6% dirigenti, 27,2% quadri, 29,8% impiegati, 2% operai. In lieve flessione, rispetto

al passato, la percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione e di controllo delle società controllate che nel 2019 si attesta rispettivamente al 29% e 37%. In Italia sono state effettuate 1.300 assunzioni di cui 1.254 a tempo indeterminato (32,7% donne, con un aumento di ca. 4 punti percentuali rispetto al 2018); si registra un aumento di personale occupato nella fascia d'età più giovane (18-29) a fronte del piano inserimenti effettuato per garantire l'assetto coerente con gli obiettivi di business e di innovazione, nonché la valorizzazione delle opportunità offerte dalle nuove tecnologie. Sempre in Italia, nel 2019 si registrano 831 risoluzioni, di cui 707 a tempo indeterminato (di cui il 18,1% di donne). All'estero, nel 2019, sono state effettuate 899 assunzioni di cui 601 a tempo indeterminato (di cui il 31,4% di donne) con il 68,1% dei dipendenti con età inferiore a 40 anni. Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 50%, le aree di business upstream (principalmente in Stati Uniti, Regno Unito, Messico, Angola) e R&M (Ecuador, Germania, Francia), con l'obiettivo sia di sviluppare e sostenere le nuove iniziative, sia di gestire il turnover a supporto del consolidamento e dell'evoluzione delle competenze. Sono stati risolti 715 rapporti di lavoro di cui 491 a tempo indeterminato. Di questi, il 40,1% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 40 anni, e il 30,5% ha riguardato personale femminile. Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a +184 (+899 assunzioni e -715 risoluzioni) e tale dinamica è riconducibile sostanzialmente al potenziamento del business upstream, oltre a inserimenti diffusi a supporto dell'attività degli altri business. Al di fuori dell'Italia, per effetto della cessione di Agip Oil Ecuador, si registra una riduzione di 252 dipendenti locali rispetto all'anno precedente, che porta ad una diminuzione dell'incidenza percentuale dei dipendenti locali sul "totale occupazione estero" dall'82,6% del 2018 all'81,2% del 2019. All'estero operano complessivamente 1.923 espatriati (di cui 1.360 Italiani) in leggero aumento rispetto al 2018 (+99 italiani). L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,4 anni (invariata rispetto al 2018; 46,4 in Italia e 43,3 all'estero): 49,4 anni (50,3 in Italia e 47,0 all'estero) per dirigenti e quadri, 44,1 anni (45,4 in Italia e 41,3 all'estero) per impiegati e 41,3 anni (40,0 in Italia e 43,0 all'estero) per il personale operaio.

Nel 2019, grazie ai percorsi erogati in modalità distance (anche attraverso la piattaforma Digital Transformation Center) e a una ripresa dell'attività formativa in aula, si registra un incremento significativo delle ore di formazione pari al +16,5% rispetto al 2018. Per quanto riguarda la salute, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni nel 2019 è pari a 487.360, di cui 312.490 a favore di dipendenti, 72.268 a favore di familiari, 94.130 a favore di contrattisti e 8.472 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2019 è pari a 205.373, di cui 97.498 dipendenti, 78.330 contrattisti e 29.550 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2019 si registra una diminuzione delle denunce, passate da 81 a 73, con una riduzione complessiva del 10%, per effetto della riduzione delle malattie denunciate sia da parte degli ex dipendenti (da 71 a 64 denunce) sia dal personale attualmente impiegato (da 10 a 9 denunce). Delle 73 denunce di malattia professionale presentate nel 2019, 16 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti).

(15) In particolare si segnala cessione di Agip Oil Ecuador.

(16) Di cui circa il 50% per pensionamenti e il 37% per dimissioni.

me

84573/545

## Principali indicatori di performance

		2019	2018	2017
Dipendenti <sup>(a)</sup>	(numero)	31.321	30.950	32.195
Donne		7.590	7.307	7.580
Italia		21.078	20.576	20.468
Estero		10.243	10.374	11.727
Africa		3.371	3.374	3.303
Americhe		1.005	1.257	1.216
Asia		2.662	2.505	2.418
Australia e Oceania		88	90	114
Resto d'Europa		3.117	3.148	4.676
Fascia d'età 18-24		564	437	364
Fascia d'età 25-39		9.289	9.224	9.761
Fascia d'età 40-54		13.824	14.058	15.022
Fascia d'età over 55		7.644	7.231	7.048
Dipendenti all'estero locali		8.320	8.572	10.010
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti		1.021	1.008	990
Quadri		9.387	9.147	9.043
Impiegati		16.050	15.839	16.600
Operai		4.863	4.956	5.562
Dipendenti per titolo di studio:				
Laurea		15.375	14.603	14.802
Diploma		13.184	13.348	14.300
Licenza media		2.762	2.999	3.093
Dipendenti a tempo indeterminato <sup>(b)</sup>		30.571	30.183	31.609
Dipendenti a tempo determinato <sup>(b)</sup>		750	767	586
Dipendenti full-time		30.785	30.390	31.612
Dipendenti part-time <sup>(c)</sup>		536	560	583
Assunzioni a tempo indeterminato		1.855	1.264	992
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		1.198	1.270	1.312
Dirigenti e quadri locali all'estero	(%)	16,65	16,70	15,68
Anzianità lavorativa	(anni)			
Dirigenti		22,78	22,12	22,08
Quadri		20,00	20,02	20,01
Impiegati		16,73	17,03	17,02
Operai		13,55	13,05	13,05
Presenza donne negli organi di amministrazione	(%)	29	33	32
Presenza donne negli organi di controllo <sup>(d)</sup>		37	39	37
Ore di formazione	(numero)	1.362.182	1.169.385	1.111.112
Ore di formazione medie per dipendente per categoria professionale:				
Dirigenti		43,6	36,9	34,2
Quadri		51,0	41,7	31,7
Impiegati		42,0	37,2	35,7
Impiegati		43,9	36,2	34,5
Operai		44,3	37,7	31,6
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	83,03	80,89	81,96
Italia		100	100	100
Estero		40,91	35,33	44,54
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	73	81	120
Dipendenti		9	10	12
Precedentemente impiegati		64	71	108

(a) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria (si veda interno cover), perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

(b) La suddivisione dei contratti a tempo determinato/indeterminato non varia significativamente né per genere né per area geografica con alcune eccezioni tra cui Cina e Mozambico in cui è prassi inserire risorse locali a tempo determinato per poi stabilizzarle nell'arco di 1-3 anni.

(c) Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (7% sul totale delle donne) con contratto part-time, rispetto agli uomini che sono ca. lo 0,2% sul totale degli uomini.

(d) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale italiano.



## Sicurezza

Eni è impegnata costantemente nella ricerca e sviluppo di tutte le azioni necessarie da mettere in campo per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, in particolare nello sviluppo di modelli organizzativi per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura della sicurezza, per perseguire il suo impegno rivolto all'azzeramento del verificarsi degli incidenti. A tal fine nel 2019 sono continuate le iniziative, rivolte sia al personale Eni sia al personale contrattista, per la diffusione della cultura della sicurezza ed in particolare per la promozione di comportamenti corretti e sicuri da attuare in tutti gli ambienti di vita. È stata lanciata la campagna "Safety starts @ office", prosiegua della campagna "Safety starts @ home" del 2018, per promuovere la sicurezza negli uffici e nelle sedi direzionali partendo dalle "Safety Golden Rules"<sup>17</sup> (le 10 regole d'oro per la sicurezza sul lavoro, entrate in vigore nel 2018). Sono continuate presso i siti operativi le iniziative "Io Vivo Sicuro", giornate dedicate alla ricerca ed attuazione di strumenti pratici per la costruzione di abitudini sane e sicure; quest'anno si è sperimentato un percorso formativo modulare nelle aree tematiche: sicurezza stradale, sicurezza domestica e sicurezza nel tempo libero con l'attivo coinvolgimento dei rappresentanti delle imprese. Nelle consociate estere di upstream è stata implementata l'iniziativa "HSE Personal Commitment Program" che, perseguendo gli impegni di Eni in tema sicurezza, è volta al potenziamento della leadership ed il commitment del management a tutti i livelli, sia di Eni che dei contrattisti, al fine di diffondere la cultura della sicurezza e il coinvolgimento dei partner. In particolare per quanto riguarda la gestione dei contrattisti presso i siti industriali Eni, nel 2019 si sono ulteriormente rafforzate le attività di controllo in campo mediante le oltre 130 risorse del Safety Competence Center (SCC)<sup>18</sup>, impiegate per il coordinamento e supervisione della sicurezza dei cantieri e lavori in appalto. Le imprese, che sono costantemente sollecitate con iniziative di sensibilizzazione per accrescere la loro cultura della sicurezza e che vengono monitorate e valutate attraverso strumenti definiti e implementati dal SCC, sono state oltre 2.800, pari al 70% dei fornitori con potenziali criticità HSE in Italia. Le non conformità riscontrate sono oggetto di immediate azioni correttive e le buone prassi registrate sono riconosciute, condivise e diffuse. Nel 2019 sono proseguite le attività di implementazione degli strumenti e delle metodologie del SCC all'estero in Pakistan e in Tunisia.

### Principali indicatori di performance

		2019		2018		2017	
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale	Totale	Totale
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,38	0,35	0,33	0,33	0,30
Dipendenti		0,21	0,27	0,32	0,30	0,30	0,30
Contrattisti		0,39	0,43	0,34	0,34	0,34	0,34
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	3	1	4	1	4	1
Dipendenti		1	1	0	0	0	0
Contrattisti		2	0	4	1	4	1
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Dipendenti		0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
Contrattisti		0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Near miss	(numero)	1.159	929	1.431	1.550	1.550	1.550
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	334,2	206,3	330,6	306,3	306,3	306,3
Dipendenti		92,1	56,1	91,6	93,1	93,1	93,1
Contrattisti		242,1	150,2	239,0	213,3	213,3	213,3

[17] Per maggiori dettagli si veda: <https://www.eni.com/it-IT/trasformazione/cultura-sicurezza-lavoro.html>.

[18] Centro di eccellenza Eni in tema di sicurezza, che supporta, nel coordinamento e nella supervisione dei lavori in appalto, i siti industriali Eni in Italia e all'estero.

[19] La Sicurezza di Processo ha lo scopo di prevenire e controllare i rilasci incontrollati di sostanze pericolose, durante tutto il ciclo di vita dei propri asset, che possono evolvere in incidenti rilevanti, salvaguardando così la sicurezza delle persone, l'ambiente, la produttività, i beni e la reputazione aziendale.

84573/546

8 LEADER IN SICUREZZA

8 LEADER IN SICUREZZA





84573/567



## Rispetto per l'ambiente



Eni, operando in contesti geografici molto differenti che richiedono valutazioni specifiche degli aspetti ambientali, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività al fine di mitigare gli impatti sull'ambiente attraverso l'adozione di good practice internazionali e di Best Available Technology, sia tecniche che gestionali, in continuo aggiornamento. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua; alla riduzione di oil spill, operativi e da sabotaggio; alla gestione dei rifiuti attraverso la tracciabilità del processo e il controllo di tutta la filiera; alla gestione dell'interazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici dalle prime fasi esplorative fino al termine del ciclo progettuale.

In questo contesto il percorso di transizione verso un'economia circolare rappresenta per Eni una delle principali risposte alle attuali sfide ambientali, ponendo come alternativa al classico modello di economia lineare un approccio rigenerativo che si fonda sulla sinergia e simbiosi industriale, associato ad una revisione, mediante l'ecodesign, dei processi produttivi aziendali e della gestione dei propri asset sia riducendo il prelievo di risorse naturali a favore di materiali da fonti rinnovabili (o provenienti da scarti di processi produttivi), sia riducendo e valorizzando gli scarti (rifiuti, emissioni, scarichi) mediante azioni di riciclo o recupero, sia estendendo la vita utile dei prodotti e degli asset mediante azioni di riuso o riconversione.

Al riguardo, per individuare elementi di circolarità e interventi di miglioramento, sin dal 2017 Eni conduce analisi di circolarità sito-specifiche: nel 2019, Eni ha svolto analisi nei siti multisocietari di Bolgiano e Brindisi, nella raffineria di Taranto e nel deposito di Rho. Sono stati, quindi, identificati interventi, alcuni già in atto, altri in corso di approfondimento, sia internamente al sito (quali interventi di efficientamento energetico o idrico o di recupero di rifiuti), sia di integrazione e interscambio con il territorio circostante.

Eni promuove la **gestione efficiente delle acque** con azioni volte alla mitigazione del rischio idrico, soprattutto nelle aree sottoposte a stress idrico in cui nel 2019 sono continuate le iniziative di riduzione dei prelievi di acqua dolce e nel settore upstream i progetti di accesso all'acqua. In Italia Eni è impegnata nell'aumentare, nell'arco del piano quadriennale, la quota di acqua di falda bonificata e riutilizzata per scopi civili o industriali, nell'avviare iniziative e valutazioni per l'utilizzo di acque di bassa qualità (acque reflue o da falde inquinate, oltre che acqua piovana e acqua di mare dissalata) in sostituzione di acqua dolce e nella diminuzione dell'intensità idrica delle produzioni. Presso il Centro Olio Val d'Agri (COVA) è stata completata la progettazione esecutiva di dettaglio del processo Mini Blue Water, con una capacità di trattamento di circa 70 mc/h, basato su una tecnologia proprietaria; attualmente è in corso l'iter autorizzativo per la realizzazione dell'impianto. Il Blue Water consiste in un processo di trattamento innovativo delle acque di produzione, che porta a un loro riutilizzo per scopi industriali. Solo una piccola quota dei prelievi idrici di Eni proviene da fonti di acqua dolce (circa 8%). Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici<sup>[20]</sup> e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che

i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentano meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni.

Ad aprile 2019 Eni, prima nel settore Oil & Gas, ha aderito al CEO Water Mandate, iniziativa speciale delle Nazioni Unite, con la quale si impegna a migliorare la gestione della risorsa idrica in tutti gli aspetti, sia operativi, che nell'impiego di tecnologie innovative, nell'integrazione col territorio e nella trasparenza. In termini di trasparenza, anche nel 2019 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP Water Security, ottenendo il punteggio A-, riconosciuto a sole altre due compagnie Oil & Gas al mondo.

Con riferimento alla **gestione dei rischi derivanti da oil spill**, Eni è impegnata a mantenere tutti gli aspetti di gestione, dalla preparazione, alla prevenzione, fino alla mitigazione, in linea con le migliori buone pratiche internazionali. Nell'ambito della preparazione, ossia per assicurare la qualità/rapidità/efficacia dell'intervento per tutta la rete degli oleodotti in Italia, è stata avviata sulla rete un'analisi della pericolosità di eventi naturali sugli oleodotti, quali frane ed esondazione fiumi. L'obiettivo è identificare, usando anche i risultati delle analisi di sensibilità socio ambientale, le tratte critiche e le conseguenti priorità per interventi di difesa. Nel 2019 è continuata la resinatura/sostituzione dei serbatoi interrati mono-parete in ambito retail Italia, che sarà completata nel corso del 2020. Inoltre, in Egitto (JV Agiba), Eni ha avviato un programma di interventi per la sostituzione di alcuni tratti di tubazioni e linee di produzione, mentre in Nigeria è proseguita l'installazione dello strumento e-vpms<sup>®</sup> (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System – Brevetto proprietario). Inoltre, nel 2019 è stata avviata e completata l'installazione sperimentale del sistema TPI (Third Party Intrusion), estensione dello strumento e-vpms<sup>®</sup> su due oleodotti del downstream italiano, con l'obiettivo di rilevare tentativi di sabotaggio e consentire, quindi, un intervento prima che l'effrazione avvenga. Nel 2020 proseguirà la sperimentazione di tale sistema, che, in caso di esiti positivi, verrà esteso agli altri oleodotti di prodotti finiti dell'Italia e successivamente degli altri Paesi.

L'impegno di Eni su **Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES)** è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale derivanti dalla presenza dei propri siti e attività. Operando su scala globale in contesti ambientali con diverse sensibilità ecologiche e differenti regimi normativi, Eni gestisce il tema BES attraverso un modello di gestione specifico che è evoluto nel tempo anche grazie a collaborazioni di lungo periodo con riconosciute organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità. Il modello di gestione BES<sup>[21]</sup> si allinea agli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica (CDB)<sup>[22]</sup> e assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali e sociali siano identificate e gestite correttamente sin dalle prime fasi progettuali. L'esposizione al rischio biodiversità di Eni viene periodicamente valutata mappando la vicinanza geografica ad aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità. Tale mappatura consente l'identificazione dei siti prioritari dove intervenire con indagini a più alta risoluzione per caratterizzare il contesto operativo

[20] Aree a stress idrico: aree caratterizzate da un valore del Baseline Water Stress superiore al 40%. L'indicatore, definito dal World Resources Institute (WRI - [www.wri.org](http://www.wri.org)) misura lo sfruttamento delle fonti di acqua dolce e indica una situazione di stress se i prelievi da un dato bacino idrografico sono superiori al 40% della capacità di ricarica dello stesso.

[21] Il modello di gestione BES di Eni è declinato in dettaglio nella Policy BES disponibile sul sito Eni <https://www.eni.com/docs/IT/IT/eni-com/sostenibilita/Biodiversita-Eni-e-servizi-ecosistemici.pdf>.

[22] Rio de Janeiro, 1992.

84573/568

e ambientale e valutare i potenziali impatti da mitigare attraverso Piani d'Azione, garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Inoltre, ad ottobre 2019, Eni ha comunicato l'impegno formale a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO<sup>23</sup>. Tale impegno conferma la policy che Eni segue da tempo nelle proprie operazioni, in linea con la nuova mission aziendale, e ribadisce sia il proprio approccio alla conservazione dell'ambiente naturale in ogni area ad elevato valore di biodiversità sia la promozione di buone pratiche gestionali nelle joint venture dove Eni non è operatore.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2019 i prelievi di acqua di mare si sono ridotti del 12% grazie al calo di oltre 93 milioni di metri cubi presso la raffineria di Gela<sup>24</sup> e alle riduzioni registrate presso gli impianti petrolchimici di Priolo, Brindisi e Porto Marghera per le fermate di manutenzione (riduzione del prelievo di oltre 56 milioni di metri cubi complessivi). Sul calo dei prelievi di acqua di mare ha inoltre influito la cessazione delle attività delle navi di LNG Shipping (contributo pari ad oltre 60 milioni di metri cubi nel 2018). I prelievi di acque dolci, riconducibili per oltre il 76% al settore R&MeC, sono aumentati del 10%, a causa dell'assetto che il petrolchimico di Mantova ha dovuto tenere nel corso della fermata per la manutenzione delle torri di raffreddamento e delle prove sugli impianti antincendio della raffineria di Sannazzaro. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci di Eni è salita all'89%. La percentuale di reiniezione dell'acqua di formazione del settore E&P si è attestata al 58%, in diminuzione rispetto al 2018 a causa di interventi di manutenzione in Nigeria (Ebocha) e problemi tecnici in Congo (Zatchi e Loango). I barili sversati a seguito di oil spill operativi si sono più che dimezzati rispetto al 2018, in particolare in Italia e Nigeria (in quest'ultimo Paese grazie anche a interventi strutturali quali la manutenzione preventiva o la revisione del piano anti-corrosione integrato e la sostituzione dei tratti di linee che attraversano fiumi o canali). I due eventi più rilevanti sono stati registrati in Egitto (sversamento di 200 barili a seguito del ribaltamento di un camion in manovra) e in Nigeria (198 barili sversati per sovrariempimento di un serbatoio). Per quanto riguarda gli eventi da sabotaggio, nel 2019 si è registrato un aumento sia del numero di spill sia delle quantità sversate; tutti gli eventi hanno riguardato le attività upstream in Nigeria dove l'incremento degli spill potrebbe essere in parte legato alle maggiori tensioni sociali per le concomitanti elezioni politiche. I barili sversati a seguito di chemical spill sono in considerevole calo e sono principalmente riconducibili alle attività upstream in Regno Unito e USA. I rifiuti da attività produttive generati da Eni nel 2019 sono diminuiti del 15% rispetto al 2018, in particolare per quanto

riguarda i rifiuti non pericolosi (pari al 78% del totale), mentre i rifiuti pericolosi sono risultati in aumento. La diminuzione dei rifiuti non pericolosi è legata principalmente al settore E&P, grazie alla riduzione dei rifiuti associati all'attività di sviluppo del progetto Zohr in Egitto e alla minore produzione delle acque di strato onshore del Distretto Centro Settentrionale smaltite come rifiuto. L'aumento dei rifiuti pericolosi è stato invece causato dalle campagne di perforazione in Nigeria, Kazakhstan, Angola e Pakistan. La quota di rifiuti recuperati e riciclati è stata pari al 7% dei rifiuti totali smaltiti<sup>25</sup>, in calo rispetto al 2018, anno nel quale il ramp-up del progetto Zohr ha generato ingenti quantità di rifiuti recuperati. Nel 2019 sono state generate complessivamente 4,1 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 3,9 milioni da Eni Rewind), costituite per il 66% da acque di falda. Nel 2019 sono stati spesi €367 milioni in attività di bonifica. Le emissioni di inquinanti in atmosfera sono in diminuzione, ad eccezione delle emissioni di NMVOC che sono aumentate del 4% rispetto al 2018 in particolare nel settore upstream dove è stata aggiornata la composizione del gas del campo di Bouri in Libia, che ha comportato un aumento della percentuale di composti non metanici inviati a torcia.

Nel 2019, Eni ha esteso la valutazione dell'esposizione al rischio biodiversità ai siti operativi di R&M, Versalis, EniPower, oltre alle concessioni in sviluppo o sfruttamento del settore upstream, al fine di identificare dove le attività di Eni ricadono, anche solo parzialmente, all'interno di aree protette<sup>26</sup> o con siti prioritari per la conservazione della biodiversità (KBA<sup>27</sup>). L'analisi della mappatura dei siti operativi di R&M, Versalis ed EniPower ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale con aree protette o con KBA riguarda 11 siti, tutti ubicati in Italia; ulteriori 15 siti in 6 Paesi (Italia, Austria, Ungheria, Francia, Germania e Regno Unito) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. Per quanto riguarda il settore upstream, 75 concessioni risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA (17 in più rispetto al 2018), ma di queste solo 31 concessioni (4 in più rispetto al 2018) localizzate in 6 Paesi (Italia, Nigeria, Pakistan, Alaska, Egitto e Regno Unito) hanno attività operative nell'area di sovrapposizione. L'incremento del numero di concessioni rispetto allo scorso anno è dovuto all'acquisizione di blocchi già in produzione nel mare di Beaufort vicino alla costa dell'Alaska. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000<sup>28</sup> che ha un'estesa dislocazione sul territorio nazionale. In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mondiale dell'UNESCO (WHS<sup>29</sup>); un solo sito upstream<sup>30</sup> è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno di tale area protetta.

(23) Siti Naturali iscritti alla Lista Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO alla data del 31 maggio 2019. Per approfondimenti si rimanda al sito Eni <https://www.eni.com/it-it/media/comunicati-stampa/2019/10/eni-si-impegna-a-non-svolgere-attivita-di-esplorazione-e-sviluppo-nel-siti-naturali-del-patrimonio-mondiale-dellunesco.html>.

(24) È stata realizzata una modifica del sistema di convogliamento delle acque di raffreddamento agli impianti utilizzatori con la realizzazione di una rete a circuito chiuso e ridimensionamento della pompa di sollevamento dell'acqua di mare adeguandone la portata all'effettivo utilizzo.

(25) Nel dettaglio, nel 2019 il 10% dei rifiuti pericolosi smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, l'8% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 19% è stato incenerito, l'1% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 62% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi, il 6% è stato recuperato/riciclato, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 6% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 82% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo e, per una piccola quota, l'incenerimento).

(26) Fonte: World Database of Protected Areas, analisi effettuata a dicembre 2019.

(27) Fonte: World Database of Key Biodiversity Areas, analisi effettuata a dicembre 2019. Le KBA (Key Biodiversity Areas) sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi: 1) Important Bird and Biodiversity Areas 2) Alliance for Zero Extinction Sites.

(28) Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della direttiva 79/409/CEE del 2 Aprile 1979 sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".

(29) WHS, World Heritage Site.

(30) Inoltre, nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta.

84573/549

## Principali indicatori di performance

		2019		2018	2017
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Prelievi idrici totali	(milioni di metri cubi)	1.597	1.549	1.776	1.786
di cui: acqua di mare		1.451	1.433	1.640	1.650
di cui: acqua dolce		128	114	117	119
di cui: prelevata da acque superficiali		90	81	81	79
di cui: prelevata da sottosuolo		20	16	19	20
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		8	7	6	10
di cui: acqua da TAF <sup>(a)</sup> utilizzata nel ciclo produttivo		3	3	4	4
di cui: prelevata da altri stream		7	7	7	6
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		18	2	19	16
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	89	90	87	86
Acqua di formazione reiniettata		58	54	60	59
Oil spill operativi					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	68	34	72	55
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	1.036	422	2.665	3.323
Oil spill da sabotaggio (compresi furti) <sup>(b)</sup>					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	138	138	101	102
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	6.222	6.222	4.022	3.236
Chemical spill					
Numero totale di chemical spill	(numero)	21	21	34	17
Volumi di chemical spill	(barili)	4	4	61	63
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	2,2	1,8	2,6	1,4
di cui: pericolosi		0,5	0,4	0,3	0,7
di cui: non pericolosi		1,7	1,4	2,3	0,7
Emissioni di NO <sub>x</sub> (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO <sub>2</sub> .eq)	52,0	30,5	53,1	55,6
Emissioni di SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO <sub>2</sub> .eq)	15,2	4,8	16,5	8,4
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	24,1	13,5	23,1	21,5
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		1,4	0,7	1,5	1,5

[a] TAF: Trattamento acque di falda.

[b] Il dato 2018 è stato aggiornato a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione della DNF 2018. Tale circostanza potrebbe verificarsi anche per il dato 2019.

Numero di Aree Protette e KBA in sovrapposizione con siti operativi R&M, Versalis, Enipower e concessioni UPS - 2019<sup>(a)</sup>

		SITI OPERATIVI R&M, Versalis, EniPower		CONCESSIONI UPS
		In sovrapposizione a siti operativi	Adiacente a siti operativi (<1km) <sup>(b)</sup>	Con attività operativa nell'area di sovrapposizione
Siti operativi/Concessioni Eni <sup>(c)</sup>	(numero)	11	15	31
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS)	(numero)	0	0	0
Natura 2000		5	21	15
IUCN <sup>(d)</sup>		4	11	3
Ramsar <sup>(e)</sup>		0	3	2
Altre Aree Protette		2	3	12
KBA		6	11	13

[a] Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 4 concessioni upstream appartenenti a società operate in Egitto e un deposito costiero di R&amp;M, anch'esso appartenente a società operata.

[b] Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.

[c] Un sito operativo/concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/adiacenza a più aree protette o KBA.

[d] Aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.

[e] Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile o la conservazione della biodiversità di tali aree.