

83192/656

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		66.919	55.762	72.286	11.157	20,0
Altri ricavi e proventi		4.058	931	1.252	3.127	..
Costi operativi		(55.412)	(47.118)	(59.967)	(8.294)	(17,6)
Altri proventi e oneri operativi		(32)	16	(485)	(48)	..
Ammortamenti		(7.483)	(7.559)	(8.940)	76	1,0
Riprese di valore (svalutazioni) nette		225	475	(6.534)	(250)	(52,6)
Radiazioni		(263)	(350)	(688)	87	24,9
Utile (perdita) operativo		8.012	2.157	(3.076)	5.855	271,4
Proventi (oneri) finanziari		[1.236]	[885]	[1.306]	[351]	[39,7]
Proventi netti su partecipazioni		68	(380)	105	448	..
Utile (perdita) prima delle imposte		6.844	892	(4.277)	5.952	..
Imposte sul reddito		[3.467]	[1.936]	[3.122]	[1.531]	[79,1]
Tax rate (%)		50,7	21,0	"	"	..
Utile (perdita) netto - continuing operations		3.377	[1.044]	(7.399)	4.421	..
Utile (perdita) netto - discontinued operations		3.377	(413)	(1.974)	413	..
Utile (perdita) netto		3.377	(1.457)	(9.373)	4.834	..
<i>di competenza:</i>						
Eni:		3.374	[1.464]	(8.778)	4.838	..
- continuing operations		3.374	(1.051)	(7.952)	4.425	..
- discontinued operations			(413)	(826)	413	..
Interessanze di terzi:		3	7	(595)	(4)	(57,1)
- continuing operations		3	7	553	(4)	(57,1)
- discontinued operations				(1.148)		

Nel 2017 Eni ha conseguito un forte recupero di redditività e un sensibile miglioramento nella generazione di cassa e negli indici patrimoniali grazie all'efficace implementazione della strategia di trasformazione dell'azienda basata sulla crescita profittevole nell'upstream, il completamento del "turnaround" del business mid-downstream e le azioni di efficienza che hanno permesso all'Azienda di cogliere appieno il beneficio della ripresa dello scenario commodity. L'upstream ha registrato nel 2017 il livello produttivo medio annuo più elevato della storia di Eni a circa 1,82 milioni di boe/giorno e un utile operativo adjusted raddoppiato facendo leva sulla riduzione del time-to-market delle riserve, i continui successi esplorativi, il controllo degli opex e la selezione degli investimenti di sviluppo diminuiti del 40% rispetto alla baseline 2014. Il settore G&P ha traguardato con un anno di anticipo l'obiettivo di risultato positivo strutturale grazie alle rinegoziazioni dei contratti long-term, alla riduzione dei costi di logistica e alle buone performance dei business a valore aggiunto (GNL, trading di commodity e retail). I business R&M e Chimica chiudono l'anno con un utile operativo adjusted record di €991 milioni, che riflette il complessivo processo di ristrutturazione messo in atto con l'ottimizzazione dell'assetto impiantistico, l'efficienza nei costi e lo spostamento del mix produttivo su segmenti a maggiore valore aggiunto (specialties, produzioni verdi), conseguendo la riduzio-

ne del margine di break-even delle raffinerie al di sotto dei 4 \$/barile e il miglioramento della redditività media dei prodotti chimici. Sulla base di questi driver il fatturato di Gruppo è aumentato del 20%, l'utile operativo reported a €8.012 milioni è quasi quadruplicato e l'utile netto consolidato di competenza degli azionisti Eni è stato di €3.374 milioni rispetto alla perdita netta consolidata del 2016 di €1.464 milioni (il risultato 2016 comprende la perdita delle discontinued operations di €413 milioni dovuta alla svalutazione di €441 milioni della partecipazione Saipem per allineamento al fair value rappresentato dalla capitalizzazione di borsa alla data della perdita del controllo il 22 gennaio 2016). Il risultato ha beneficiato della normalizzazione del tax rate dal 21% al 51% dovuta alla migliorata redditività della E&P che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA e di ridurre l'incidenza dei costi non deducibili, nonché di proventi straordinari netti di €1.116 milioni (€839 milioni dopo le imposte) riferiti principalmente alle plusvalenze connesse all'implementazione del Dual Exploration Model con il closing delle cessioni del 40% del progetto Zohr e dell'interest del 25% nel permesso esplorativo in sviluppo dell'Area 4 in Mozambico rilevando plusvalenze nette di €2.739 milioni (€3.266 milioni al lordo del relativo effetto fiscale), assorbite per circa due terzi da oneri straordinari netti.

83192/657

Escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported i citati provenienti/oneri straordinari ("special items") e il profit on stock [€219 milioni e €156 milioni, rispettivamente prima e dopo le imposte], si ottengono i seguenti risultati adjusted: utile operativo adjusted di €5.803 milioni [+151% rispetto al 2016], utile netto adjusted di competenza azionisti Eni di €2.379 milioni rispetto alla perdita di €340 milioni nel 2016.

La generazione di cassa si ridetermina in circa €10 miliardi (+25% rispetto al 2016) determinando un surplus di €2,4 miliardi rispetto agli investimenti di €7,6 miliardi, esposti al netto delle quote di capex relative agli interest di minoranza ceduti a terzi nei progetti Zohr e Area 4 in Mo-

zambico sostenuti da Eni fino al perfezionamento delle relative transazioni ed oggetto di rimborso con il corrispettivo della cessione. Tale surplus ha coperto circa l'80% del dividendo di €2.881 milioni allo scenario consuntivo di 54 \$/barile; pertanto sulla base della sensitivity di Gruppo al prezzo del petrolio (v. pag. 75) la cash neutrality per la copertura organica degli investimenti e del dividendo si determina in 57 \$/barile.

Al 31 dicembre 2017, l'indebitamento finanziario netto è pari a €10.916 milioni con una riduzione del 26% rispetto a fine 2016. Il gearing è pari a 0,18, livello competitivo tra le major europee, e il leverage scende a 0,23 rispetto a 0,28 di fine 2016.

Risultati adjusted e composizione degli special items¹

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	8.012	2.157	(3.076)	5.855	271,4	
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(219)	(175)	1.136			
Esclusione special item	(1.990)	333	6.426			
Utile (perdita) operativo adjusted^(a)	5.803	2.315	4.486	3.488	150,7	
 Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	 3.374	 (1.051)	 (7.952)	 4.425		 ..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(156)	(120)	782			
Esclusione special item	(839)	831	7.973			
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni^(a)	2.379	(340)	803	2.719		 ..
Tax rate (%)	56,8	120,6	82,4			

(a) I dati del 2015 sono elaborati su base standalone cioè escludendo del tutto e non limitatamente ai terzi, il contributo Saipem alle continuing operations, assumendo pertanto il deconsolidamento della stessa.

Gli special item sono rappresentati da proventi netti di €839 milioni, relativi principalmente a:

- (i) plusvalenze realizzate sulla cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto (€1.281 milioni) e dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni);
- (ii) riprese di valore di asset oil&gas al netto di svalutazioni [effetto complessivo positivo €154 milioni] che hanno come driver revisioni positive delle riserve, l'aggiornamento delle proiezioni di opex/capex e gli effetti della riforma fiscale USA;
- (iii) riprese di valore nette dell'attivo fisso del settore G&P pari a €146 milioni riferite principalmente all'allineamento al fair value delle attività di distribuzione gas in Ungheria per le quali è stata definita la dismissione nel 2018 al netto di svalutazioni delle centrali power per effetto scenario e di un'infrastruttura di trasporto per rischio paese;
- (iv) svalutazioni di partecipazioni valutate all'equity (€537 milioni) relative a joint venture prevalentemente in E&P e G&P nonché la componente di perdita straordinaria della Saipem;
- (v) accantonamenti a fondo rischi di €448 milioni riferiti principalmente a contenziosi commerciali e contrattuali nel settore E&P;
- (vi) svalutazioni di crediti per il recupero di costi d'investimento e d'altra natura prevalentemente nel settore E&P (€393 milioni);
- (vii) la rettifica dell'accantonamento a fondo svalutazione crediti commerciali del business di vendita retail, facente parte del reportable segment G&P, per rideterminare l'onere secondo

- il modello dell'expected loss adottato nel reporting statutory di Gruppo dal 2018 in luogo di quello determinato secondo il criterio corrente della perdita sostenuta (€223 milioni);
- (viii) oneri ambientali (€208 milioni) rilevati in particolare nei settori R&M e Chimica ed E&P;
- (ix) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting (€146 milioni);
- (x) differenze e derivati su cambi riclassificati dagli oneri/proventi finanziari all'utile operativo (onere di €248 milioni) di cui €171 milioni riferiti al settore G&P relativi ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze cambio di traduzione;
- (xi) svalutazioni di investimenti di periodo nel business R&M relative a CGU interamente svalutate in precedenti reporting periodi, prive di prospettive di redditività (€130 milioni), in parte compensate dalla ripresa di valore della CGU unica che comprende il business della chimica in funzione delle migliorate prospettive di redditività (€76 milioni);
- (xii) l'effetto fiscale degli special item illustrati, la svalutazione delle attività per imposte anticipate delle consociate USA per effetto della riforma fiscale (€115 milioni), compensate dalla rilevazione di imposte differite attive del business della chimica in funzione della proiezione di maggiori redditi imponibili futuri.

(1) Il significato delle misure di risultato Non-GAAP e la riconduzione delle misure GAAP più direttamente confrontabili è illustrato a pag. 76.

83192/658

Dettaglio degli special item

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Special Item dell'utilte (perdita) operativo		(1.990)	333	8.251
- oneri ambientali		208	193	225
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(221)	(459)	7.124
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			7	169
- plusvalenze nette su cessione di asset		(3.283)	(10)	(406)
- accantonamenti a fondo rischi		448	151	211
- oneri per incentivazione all'esodo		49	47	42
- derivati su commodity		146	(427)	164
- differenze e derivati su cambi		(248)	(19)	(63)
- altro		911	850	785
Oneri (proventi) finanziari		502	166	292
di cui:				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utilte (perdita) operativo		248	19	63
Oneri (proventi) su partecipazioni		372	817	488
di cui:				
- plusvalenze da cessione		(163)	(57)	(33)
- svalutazioni (riprese di valore) di partecipazioni		537	896	506
Imposte sul reddito		277	(72)	(7)
di cui:				
- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane			170	880
- svalutazioni nette imposte differite estero upstream			6	860
- riforma fiscale Stati Uniti		115		
- fiscalità su special item dell'utilte (perdita) operativo e altro		162	(248)	(1.747)
Totale special item dell'utilte (perdita) netto		(839)	1.244	9.024
di competenza:				
- interessenze di terzi				353
- azionisti Eni		(839)	1.244	8.671

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

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		2.724	508	991	2.216	..
Gas & Power		52	(330)	(168)	382	..
Refining & Marketing e Chimica		663	419	512	244	58,2
Corporate e altre attività		(1.041)	(991)	(663)	(50)	(5,0)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato^(a)		(16)	61	1.250	(77)	..
Utilte (perdita) netto adjusted - continuing operations		2.382	(333)	1.922	2.715	..
di competenza:						
- interessenze di terzi		3	7	605	(4)	(57,1)
- azionisti Eni		2.379	(340)	1.317	2.719	..
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations				(514)		..
Utilte (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone		2.379	(340)	803	2.719	..

(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 acquirente.

Nel 2017 i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dalla ripresa del prezzo di riferimento del Brent in particolare nella parte finale dell'anno, sostenuto dal migliore bilanciamento dei fondamentali con la domanda in crescita trainata dalla ripresa economica e l'eccesso d'offerta mitigato dai tagli produttivi dell'OPEC e di altri Paesi. In media annua il prezzo di riferimento del Brent segna un recupero del 24% rispetto al periodo di confronto. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dall'indebolimento del dollaro rispetto all'euro, dal minore apprezzamento dei prezzi di realizzo medi Eni rispetto al Brent, la cui ripresa non ha ancora interessato i prezzi del gas dato il lag temporale delle formule oil-linked.

Il margine benchmark dell'attività di raffinazione Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni ha incrementato il suo valore (+19%) attestandosi al 5 \$/bl, rispetto all'obiettivo Eni di margine di break-even raggiunto nel 2017 al di sotto dei 4 \$/bl. L'incremento del margine di scenario si colloca in un quadro di tenuta degli spread dei prodotti rispetto alla ripresa della carica petrolifera; tale trend si è indebolito nella parte finale dell'anno a fronte del rialzo repentino delle quotazioni del greggio.

Il cambio euro/dollaro pari a 1,130 fa registrare un apprezzamento (+2,1%) rispetto al cambio medio registrato nel 2016.

Pie

83192/659

	2017	2016	2015	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	54,27	43,69	52,46	24,2
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,130	1,107	1,110	2,1
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	48,03	39,47	47,26	21,7
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	5,0	4,2	8,3	19,0
PSV ^(d)	211	168	234	25,6
TTF ^(d)	183	148	210	23,6
Euribor - euro a tre mesi (%)	(0,33)	(0,26)	(0,02)	(26,9)
Liber - dollaro a tre mesi (%)	1,26	0,74	0,32	70,3

(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.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		19.525	16.089	21.436	3.436	21,4
Gas & Power		50.623	40.961	52.096	9.662	23,6
Refining & Marketing e Chimica		22.107	18.733	22.639	3.374	18,0
- Refining & Marketing		17.688	14.932	18.458	2.756	18,5
- Chimica		4.851	4.196	4.717	655	15,6
- Elisioni		(432)	(395)	(536)		
Corporate e altre attività		1.462	1.343	1.468	119	8,9
Ellisoni di consolidamento		(26.798)	(21.364)	(25.353)	(5.434)	
Ricavi della gestione caratteristica		66.919	55.762	72.286	11.157	20,0
Altri ricavi e proventi		4.058	931	1.252	3.127	..
Totali ricavi		70.977	56.693	73.538	14.284	25,2

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2017 (€66.919 milioni) sono aumentati di €11.157 milioni rispetto al 2016 (+20%) grazie alla ripresa dei prezzi delle commodity energetiche.

I ricavi del settore Exploration & Production (€19.525 milioni) sono aumentati di €3.436 milioni (+21,4%) per effetto della ripresa dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (+27,8% e +12,8%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent e della ripresa dei mercati di riferimento. La minore dinamica dei prezzi del gas è influenzata dai lag temporali delle formule oil-linked.

I ricavi del settore Gas & Power (€50.623 milioni) sono aumentati di €9.662 milioni (+23,6%) per effetto della ripresa del prezzo del gas e dell'elettricità e, per quanto riguarda il trading di commodity, anche per effetto dell'incremento dei prezzi di olio e prodotti petroliferi e dei volumi commercializzati.

I ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€22.107 milioni) sono aumentati di €3.374 milioni (+18%) per effetto della ripresa delle quotazioni di riferimento delle commodity. I prezzi medi di benzina e gasolio registrano un incremento rispettivamente del 19% e 24%. In aumento del 16% i prezzi medi unitari di vendita della chimica trainati dalla ripresa dei monomeri (+27% intermedi e +13% polimeri).

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi con un saldo positivo di €4.058 milioni comprendono le plusvalenze sulla cessione di immobilizzazioni tecniche e proventi miscellanei. L'entità di tali proventi riflette la rilevazione delle plusvalenze realizzate sulla cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto (€1.281 milioni) e dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni).

Costi operativi

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		52.461	44.124	56.848	8.337	18,9
di cui: - altri special item		660	360	436		
Costo lavoro		2.951	2.994	3.119	(43)	(1,4)
di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro		49	47	41		
		55.412	47.118	59.967	8.294	17,6

I costi operativi sostenuti nel 2017 (€55.412 milioni) sono aumentati di €8.294 milioni rispetto al 2016, pari al 17,6%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€52.461 milioni) sono

aumentati del 18,9% (+€8.337 milioni) per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrochimiche).

83192/660

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di €660 milioni (€360 milioni nel 2016) relativi principalmente ad accantonamenti a fondo rischi e oneri ambientali. Il **costo lavoro** (€2.951 milioni) è diminuito di €43 milioni rispetto

al 2016 (-1,4%) principalmente per effetto del decremento dell'occupazione media e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA e alla sterlina inglese.

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		6.747	6.772	8.080	(25)	(0,4)
Gas & Power		345	354	363	(9)	(2,5)
Refining & Marketing e Chimica		360	389	454	(29)	(7,5)
Corporate e altre attività		60	72	71	(12)	(16,7)
Effetto eliminazione utili interni		(29)	(28)	(28)		
Totale ammortamenti		7.483	7.559	8.940	(76)	(1,0)
Svalutazioni (riprese di valore) nette		(225)	(475)	6.534	250	52,6
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		7.258	7.084	15.474	174	2,5
Radiazioni		263	350	688	(87)	(24,9)
		7.521	7.434	16.162	87	1,2

Gli **ammortamenti** (€7.483 milioni) evidenziano un leggero calo (-€76 milioni, -1,0% rispetto al 2016) principalmente nel settore Exploration & Production per effetto della riduzione degli investimenti di sviluppo e dell'apprezzamento dell'euro, parzialmente

compensati degli avvii e ramp-up di nuovi progetti, e nel business Refining & Marketing per il write-off, iscritto nel bilancio 2016, delle unità danneggiate dell'impianto EST in seguito all'evento occorso a dicembre 2016.

Le **riprese di valore nette** (€225 milioni) sono così articolate:

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Svalutazione asset materiali/immateriali		862	1.067	6.376	(205)
Svalutazione goodwill				161	
Riprese di valore		(1.087)	(1.542)	(3)	455
Svalutazioni (riprese di valore) nette		(225)	(475)	6.534	250
Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti		4	16	(12)	
Totale		(221)	(459)	6.534	238

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Exploration & Production		(158)	(700)	5.212	542
Gas & Power		(146)	81	152	(227)
Refining & Marketing e Chimica		54	104	1.150	(50)
Corporate e altre attività		25	40	20	(15)
Svalutazioni (riprese di valore) nette		(225)	(475)	6.534	250

Le **radiazioni** (€263 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off di pozzi esplorativi di insuccesso dovuti al mancato rinveni-

mento di quantità sufficienti di risorse da giustificare lo sviluppo principalmente in Egitto, Norvegia e Costa d'Avorio.

Utile operativo

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

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		7.651	2.567	(959)	5.084	...
Gas & Power		75	(391)	(1.258)	466	...
Refining & Marketing e Chimica		981	723	(1.567)	258	35,7
Corporate e altre attività		(668)	(681)	(497)	13	1,9
Effetto eliminazione utili interni		(27)	(61)	1.205	34	3,4
Utile (perdita) operativo		8.012	2.157	(3.076)	8.855	27,4

We

83192/661

Utile operativo adjusted

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

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo - continuing operations	8.012	2.157	(3.076)	5.855	271,4	
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(219)	(175)	1.136			
Esclusioni special item	(1.990)	333	7.648			
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	5.803	2.315	5.708	3.488	150,7	
Dettaglio per settore di attività:						
Exploration & Production	5.173	2.494	4.182	2.679	..	
Gas & Power	214	(390)	(126)	604	..	
Refining & Marketing e Chimica	991	583	695	408	70,0	
Corporate e altre attività	(542)	(452)	(369)	(90)	(19,9)	
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(33)	80	1.326	(113)	..	
	5.803	2.315	5.708	3.488	150,7	
Ripristino elisioni transazioni Intercompany vs. discontinued operations				(1.222)		
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	5.803	2.315	4.486	3.488	150,7	

L'utile operativo adjusted è stato di €5.803 milioni, incrementato del 151% rispetto all'utile operativo adjusted del 2016 (€2.315 milioni) per effetto principalmente della ripresa dello scenario prezzi/margini delle commodity che ha concorso alla migliore performance per €3,1 miliardi, alla crescita dei volumi e alle azioni di efficienza

za e ottimizzazione che hanno contribuito per €0,6 miliardi. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dai tagli OPEC e da effetti non ricorrenti per €0,2 miliardi.

Il commento dell'utile operativo adjusted per settore di attività è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Proventi (oneri) finanziari netti

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(834)	(726)	(814)	(108)	
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(751)	(757)	(838)	6	
- Interessi attivi verso banche	12	15	19	(3)	
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(111)	(21)	3	(90)	
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	16	37	2	(21)	
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	837	(482)	160	1.319	
- Strumenti finanziari derivati su valute	809	(494)	96	1.303	
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	28	(12)	31	40	
- Opzioni			24	33	(24)
Differenze di cambio	(905)	676	(354)	(1.581)	
Altri proventi (oneri) finanziari	(407)	(459)	(464)	52	
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	128	143	120	(15)	
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(264)	(312)	(291)	48	
- Altri proventi (oneri) finanziari	(271)	(290)	(293)	19	
	(1.309)	(991)	(1.472)	(318)	
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	73	106	166	(33)	
	(1.236)	(885)	(1.306)	(351)	

Gli oneri finanziari netti di €1.236 milioni registrano un peggioramento di €351 milioni rispetto al 2016. I principali driver sono stati: (i) la variazione negativa delle differenze cambio al netto del fair value positivo dei derivati su cambi (€278 milioni), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in

base allo IAS 39, tale fenomeno riflette la repentina svalutazione del dollaro USA a fine esercizio; (ii) il risultato negativo della gestione dei titoli held for trading per effetto cambio (€111 milioni), al quale corrisponde una variazione di segno inverso dei derivati su cambi per i quali si è ritenuto di non attivare la relazione di fair value hedge.

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2017 è illustrata nella tabella seguente:

	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
2017						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(99)	(10)	(57)	(101)	(267)	
Dividendi	179		25	1	205	
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		163			163	
Altri proventi (oneri) netti	(2)	(35)	(3)	7	(33)	
	78	118	(35)	(93)	68	

I proventi netti su partecipazioni ammontano a €68 milioni e riguardano:

- (i) i dividendi delle partecipazioni valutate al costo (€205 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€167 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co (€21 milioni);
- (ii) le plusvalenze nette realizzate sulla cessione di partecipazioni (€163 milioni) relative al disinvestimento dell'attività retail in Belgio del settore Gas & Power.

Tali proventi sono stati in parte compensati da:

- (i) le quote di competenza dei risultati di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto che

hanno riportato una perdita netta complessiva di €267 milioni in relazione principalmente al settore E&P. Inoltre sulla partecipazione del 31% in Saipem valutata all'equity è stato registrato nel segmento Corporate e altre attività un onere da valutazione di €101 milioni che riflette la quota di competenza del risultato dell'esercizio penalizzato dagli esiti dell'impairment test e da alcune poste straordinarie rilevate dalla partecipata;

- (ii) gli altri oneri netti di €33 milioni, che comprendono la minusvalenza da impairment test della partecipazione Unión Fenosa Gas SA (€35 milioni) relativa al settore G&P.

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

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(267)	(326)	(471)	59	
Dividendi	205	143	402	62	
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	163	(14)	164	177	
Altri proventi (oneri) netti	(33)	(183)	10	150	
	68	(380)	105	448	

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono incrementate del 79% a €3.467 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile ante imposte (+€5.952 milioni rispetto al 2016). Il tax rate si normalizza al 51% rispetto al 21% del 2016 influenzato dalla concentrazione degli imponibili nei PSA, caratterizzati da tax rate elevati e dalla ridotta capacità d'iscrizione di imposte differite attive.

Il sensibile ridimensionamento del tax rate sul risultato adjusted

(dal 121% al 57%) è stato influenzato anche dalla rilevazione di imposte differite attive in connessione con l'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico e con lo start-up produttivo in Ghana e dalla migliorata redditività della E&P che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA, nonché ha ridotto l'incidenza dei costi non deducibili.

83 192 / 663

Risultati per settore di attività²

Exploration & Production

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		7.651	2.567	(959)	5.084	198,1
Esclusione special item:		[2.478]	[73]	5.141		
- oneri ambientali		46				
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(154)	(684)	5.212		
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti			7	169		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(3.269)	(2)	(403)		
- oneri per incentivazione all'esodo		19	24	15		
- accantonamenti a fondo rischi		366	105			
- derivati su commodity			19	12		
- differenze e derivati su cambi		(68)	(3)	(59)		
- altro		582	461	195		
Utile (perdita) operativo adjusted		5.173	2.494	4.182	2.679	107,4
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(50)	(55)	(272)		5
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		408	68	254	340	
Imposte sul reddito ^(c)		(2.807)	(1.999)	(3.173)	(808)	
Tax rate (%)		50,8	79,7	76,2	(28,9)	
Utile (perdita) netto adjusted		2.724	508	991	2.216	436,2
I risultati includono:						
costi di ricerca esplorativa:		525	374	871	151	40,4
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		273	204	254	69	33,8
- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)		252	170	617	82	48,2
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio ^(d)	(\$/barile)	50,06	39,18	46,30	10,88	27,8
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	130,31	115,51	160,78	14,80	12,8
Idrocarburi	(\$/boe)	35,06	29,14	36,47	5,92	20,3

(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 2017, il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €5.173 milioni con un incremento di €2.679 milioni rispetto al 2016 per effetto principalmente della ripresa dello scenario petrolifero (+24% la quotazione Brent) nonché della crescita delle produzioni. Tali effetti sono stati in parte compensati da maggiori write-off di pozzi esplorativi ed altri costi, nonché dal minore apprezzamento dei prezzi di realizzo medi Eni rispetto al Brent, la cui ripresa non ha ancora interessato i prezzi del gas dato il lag temporale delle formule oil-linked.

L'**utile operativo adjusted** è stato determinato con una rettifica negativa per **special item** di €2.478 milioni.

L'**utile netto adjusted** di €2.724 milioni registra un incremen-

to di oltre il 400% pari a €2.216 milioni, dovuto principalmente all'incremento della performance operativa. Il sensibile ridimensionamento del tax rate dell'esercizio (dall'80% al 51%) è stato determinato dalla migliorata redditività che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA e che ha ridotto l'incidenza dei costi non deducibili. Alla riduzione del tax rate hanno inoltre contribuito la rilevazione di imposte differite attive in connessione con l'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico e con lo start-up produttivo in Ghana.

Nel 2017 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo della E&P prima della variazione del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 30%.

(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 "Indicatori alternativi di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

83192/664

Gas & Power

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
		75	(391)	(1.258)	466	119,2
Utile (perdita) operativo						
Esclusione (utile) perdita di magazzino				90	132	
Esclusione special item:				139	(89)	1.000
- svalutazioni (riprese di valore) nette				(146)	81	152
- oneri ambientali					1	
- accantonamento a fondo rischi					17	226
- oneri per incentivazione all'esodo					38	4
- derivati su commodity					157	(443)
- differenze e derivati su cambi					(171)	(19)
- altro					261	535
Utile (perdita) operativo adjusted					214	(390)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)				90	126	604
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)				10	6	154,9
Imposte sul reddito ^(a)				(9)	(20)	11
Tax rate (%)				(163)	74	(51)
Utile (perdita) netto adjusted					75,8	(237)
					52	382
					"	115,8

(a) Escludono gli special item.

Nel 2017 il settore Gas & Power ha conseguito il migliore risultato degli ultimi sette anni con l'utile operativo adjusted di €214 milioni ed un miglioramento di €604 milioni rispetto al 2016. La rinegoziazione dei contratti di acquisto long-term, compresa la termination di alcuni, i minori costi di logistica, nonché le buone performance del trading e dei business GNL e Power hanno consentito di traghettare con un anno di anticipo l'obiettivo di un risultato strutturale positivo.

Dall'anno 2017, il profit/loss on stock rimane incluso nella performance in quanto precedenti modifiche regolatorie ai criteri per l'accesso

alle capacità di stoccaggio hanno consentito di avviare una gestione attiva del magazzino gas.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €139 milioni.

L'esercizio chiude con un utile netto adjusted di €52 milioni, rispetto alla perdita di €330 milioni del 2016, in miglioramento di €382 milioni a seguito dell'incremento della performance operativa.

Il tax rate adjusted dell'anno si attesta al 75,8% per effetto dell'elevata incidenza del tax rate di alcune società estere.

Refining & Marketing e Chimica

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
		981	723	(1.567)	258	35,7
Utile (perdita) operativo						
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(213)	(406)	877
Esclusione special item:						
- oneri ambientali				223	266	1.385
- svalutazioni (riprese di valore) nette				136	104	137
- plusvalenze nette su cessione di asset				54	104	1.150
- accantonamenti a fondo rischi				(13)	(8)	(8)
- oneri per incentivazione all'esodo					28	(5)
- derivati su commodity					(6)	8
- differenze e derivati su cambi					(11)	68
- altro					(9)	5
Utile (perdita) operativo adjusted					72	30
Refining & Marketing					991	583
- Chimica					531	278
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)					460	305
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)					5	1
Imposte sul reddito ^(a)					19	32
Tax rate (%)					(352)	(197)
Utile (perdita) netto adjusted					34,7	32,0
					663	419
					512	244
					244	58,2

(a) Escludono gli special item.

Nel 2017 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €991 milioni che rappresenta un miglioramento di €408 milioni rispetto al 2016.

Il business Refining & Marketing ha registrato il risultato-migliore degli ultimi 8 anni con l'utile operativo adjusted di €531 milioni e un miglioramento di €253 milioni. I benefici delle azioni di riasset-

83 192 / 665

to del sistema di raffinazione Eni eseguite negli ultimi anni hanno permesso di ridurre il margine break-even 2017 al di sotto dei 4 \$/barile, consentendo di catturare appieno l'upside dello scenario nei primi nove mesi dell'anno, nonostante la ridotta disponibilità della raffineria di Sannazzaro. Tali risultati sono stati inoltre rafforzati dai proventi derivanti dall'accordo di licensing della tecnologia di conversione EST a Sinopec e dalla performance positiva del business commerciale a seguito delle politiche di marketing che hanno favorito i segmenti premium.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €460 milioni con un incremento di €155 milioni, conseguendo la miglior perfor-

mance della storia recente della chimica Eni. Tale risultato evidenzia i progressi del turnaround che attraverso le ristrutturazioni, l'ottimizzazione della base impiantistica dei siti core, il ribilanciamento del portafoglio prodotti su segmenti a maggiore valore ha consentito di catturare il positivo andamento dello scenario e di realizzare recuperi di volume.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €223 milioni.

L'utile netto adjusted di €663 milioni aumenta di €244 milioni per effetto dell'incremento della performance operativa.

Corporate e altre attività

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
		(668)	(681)	(497)	13	1,9
Utile (perdita) operativo						
Esclusione special item		126	229	128		
- oneri ambientali		26	88	88		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		25	40	20		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)		4		
- accantonamenti a fondo rischi		82	1	(10)		
- oneri per incentivazione all'esodo		(2)	7	1		
- altro		(4)	93	25		
Utile (perdita) operativo adjusted		(542)	(452)	(369)	(90)	(19,9)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(699)	(721)	(686)	22	3,1
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		22	(6)	285	28	..
Imposte sul reddito ^(a)		178	188	107	(10)	(5,3)
Utile (perdita) netto adjusted		(1.041)	(991)	(663)	(50)	(5,0)

(a) Escludono gli special item.

83192/666

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) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

Stato patrimoniale riclassificato^(a)

	(€ milioni)	31 dicembre 2017	31 dicembre 2016	Var. ass.
Capitale Immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	63.158	70.793	(7.635)	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.283	1.184	99	
Attività immateriali	2.925	3.269	(344)	
Partecipazioni	3.730	4.316	(586)	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.698	1.932	(234)	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.379)	(1.765)	386	
	71.415	79.729	(8.314)	
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	4.621	4.637	(16)	
Crediti commerciali	10.182	11.186	(1.004)	
Debiti commerciali	(10.890)	(11.038)	148	
Debiti tributari e fondo imposte netto	[2.387]	[3.073]	686	
Fondi per rischi e oneri	(13.447)	(13.896)	449	
Altre attività (passività) d'esercizio	287	1.171	(884)	
	[11.634]	[11.013]	(621)	
Fondi per benefici ai dipendenti	[1.022]	(868)	(154)	
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	236	14	222	
CAPITALE INVESTITO NETTO	58.995	67.862	(8.867)	
Patrimonio netto degli azionisti Eni	48.030	53.037	(5.007)	
Interessenze di terzi	49	49		
Patrimonio netto	48.079	53.086	(5.007)	
Indebитamento finanziario netto	10.916	14.776	(3.860)	
COPERTURE	58.995	67.862	(8.867)	

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

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2016 (cambio EUR/USD 1,200 al 31 dicembre 2017, contro 1,054 al 31 dicembre 2016, +13,9%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2017, una riduzione del capitale investito netto di €6.774 milioni, del patrimonio netto di €5.573 milioni e del debito di €1.201 milioni.

Il capitale immobilizzato (€71.415 milioni) è diminuito di €8.314 milioni rispetto al 31 dicembre 2016. La voce "immobili, impianti e macchinari" evidenzia un decremento di €7.635 milioni dovuto agli ammortamenti dell'esercizio (€7.483 milioni) e all'effetto cambio negativo di €7.025 milioni. Tali decrementi sono stati solo in parte compensati dagli investimenti dell'esercizio (€8.681 milioni). Le "Attività immateriali" si riducono di €344 milioni a seguito della derecognition del goodwill della società Eni G&P NV per la cessione definita nel 2017, nonché dell'effetto negativo delle differenze cambio.

La riduzione della voce "Partecipazioni" (€586 milioni) è attribuibile alla svalutazione delle partecipazioni del settore E&P e della Chimica, ai risultati negativi delle società partecipate e alle dismissioni.

Il capitale di esercizio netto (-€11.634 milioni) si riduce di €621 milioni per effetto principalmente: (i) del decremento dei crediti commerciali (-€1.004 milioni) dovuto alla migliore gestione del circolante e al maggiore volume di crediti ceduti in factoring con scadenza successiva alla data di chiusura, rispetto all'esercizio precedente; (ii) della riduzione delle altre attività (passività) di esercizio (-€884 milioni) dovuta principalmente alla svalutazione di crediti in sofferenza del settore E&P.

Tali variazioni sono state parzialmente compensate dalla riduzione dei debiti tributari e fondo imposte netto (+€686 milioni) e dalla riduzione dei fondi per rischi ed oneri (+€449 milioni) essenzialmente per effetto cambio.

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (€236 milioni) riguardano: (i) la cessione del 98,99% [intera quota posseduta] delle società consolidate Tigáz Zrt e Tigáz DSO (100% Tigáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria per le quali alla data di bilancio è in essere un accordo vincolante di cessione con il gruppo MET Holding AG. Il perfezionamento della transazione è soggetto all'approvazione delle Autorità competenti; (ii) la cessione di attività materiali e partecipazioni nel settore E&P.

83.192 / 667

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

	(€ milioni)	2017	2016
Utile (perdita) netto		3.377	(1.457)
Componenti non riconducibili a conto economico		[4]	[19]
Rivalutazione di piani a benefici definiti per dipendenti		(33)	16
Effetto fiscale		29	(35)
Componenti riconducibili a conto economico		(5.514)	1.889
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(5.573)	1.198
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita		(5)	(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		(6)	883
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		69	32
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		1	(220)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(5.518)	1.870
Totale utile (perdita) complessivo		(2.141)	413
di competenza:			
Azionisti Eni		[2.144]	406
- continuing operations		(2.144)	819
- discontinued operations			(413)
Interessenze di terzi		3	7
- continuing operations		3	7
- discontinued operations			

PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2016	57.409
Totale utile (perdita) complessivo	413
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)
Altre variazioni	21
Totale variazioni	(4.323)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2016	53.086
di competenza:	
- azionisti Eni	53.037
- interessenze di terzi	49
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi azionisti al 1° gennaio 2017	53.086
Totale utile (perdita) complessivo	(2.141)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	18
Totale variazioni	(5.007)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2017	48.079
di competenza:	
- azionisti Eni	48.030
- interessenze di terzi	49

Il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi (€48.079 milioni) è diminuito di €5.007 milioni per effetto delle differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (€5.573 milioni), nonché della distribuzione di dividendi di €2.881 milioni (saldo

dividendo Eni per l'esercizio 2016 e acconto dividendo per l'esercizio 2017). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal risultato positivo di conto economico di €3.377 milioni.

83192/668

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'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto.

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 2017	31 dicembre 2016	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari				
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>		24.707	27.239	(2.532)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>		4.528	6.675	(2.147)
Disponibilità liquide ed equivalenti		20.179	20.564	(385)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa		(7.363)	(5.674)	(1.689)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		[6.219]	[6.404]	185
Indebitamento finanziario netto		(209)	(385)	176
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		10.916	14.776	(3.860)
Leverage		48.079	53.086	(5.007)
Gearing		0,23	0,28	(0,05)
		0,18	0,22	(0,04)

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2017 è pari a €10.916 milioni con una riduzione di €3.860 milioni rispetto al 2016. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a €24.707 milioni, di cui €4.528 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €2.286 milioni) e €20.179 milioni a lungo termine. La variazione dell'indebitamento finanziario netto è stata influenzata positivamente dalla gestione e dalla finalizzazione delle dismissioni relative al Dual Exploration Model e di asset minori tra i quali le attività retail in Belgio relative al settore G&P.

Il leverage – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,23

al 31 dicembre 2017, in calo rispetto allo 0,28 del 31 dicembre 2016 per effetto essenzialmente della riduzione dell'indebitamento finanziario netto, parzialmente compensata dal minore total equity di €5.007 milioni dovuto alle differenze negative di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi principalmente il dollaro come valuta funzionale (€5.573 milioni) e al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (saldo dividendo 2016 e acconto dividendo 2017 per €2.880 milioni), parzialmente compensati dal risultato di periodo.

Il gearing – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto – è pari a 0,18, in riduzione rispetto allo 0,22 del 31 dicembre 2016.

83192/669

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

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 resiede 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^(a)

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Utile [perdita] netto - continuing operations		3.377	(1.044)	(7.399)	4.421
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile [perdita] netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
- ammortamenti e altri componenti non monetari		8.720	7.773	17.216	947
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(3.446)	(48)	(577)	(3.398)
- dividendi, interessi e imposte		3.650	2.229	3.215	1.421
Variazione del capitale di esercizio		1.440	2.112	4.781	(672)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(3.624)	(3.349)	(4.361)	(275)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	10.117	7.673	12.075	2.444	
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations					(1.226)
Flusso di cassa netto da attività operativa	10.117	7.673	11.649	2.444	
Investimenti tecnici - continuing operations					(561)
Investimenti tecnici - discontinued operations					(8.681)
Investimenti tecnici		(8.681)	(9.180)	(11.302)	499
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(510)	(1.164)	(228)	654
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		5.455	1.054	2.258	4.401
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(373)	465	(1.351)	(838)
Free cash flow	6.008	[1.152]	1.026	7.160	
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)		341	5.271	(300)	(4.930)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.712)	(766)	2.126	(946)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.883)	(2.885)	(3.477)	2
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle discontinued operations		(65)	(3)	(780)	(62)
FLUSSO DI CASSA NETTO	1.689	465	(1.405)	1.224	
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.458	5.386	8.510	3.072	
<i>prima della variazione del capitale circolante a costi di rimpiazzo</i>					
Free cash flow		(€ milioni)	2017	2016	2015
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		6.008	[1.152]	1.026	7.160
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		261	5.848	83	(5.587)
Flusso di cassa del capitale proprio		474	284	(818)	190
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(2.883)	(2.885)	(3.477)	2
		3.860	2.095	(3.186)	1.765

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".
(b) La voce include gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Investimenti:					
- titoli		(316)	(1.317)	(140)	1.001
- crediti finanziari		(72)	(272)	(343)	200
		(388)	(1.589)	(483)	1.201
Disinvestimenti:					
- titoli		223	1	223	
- crediti finanziari		506	6.860	182	(6.354)
		729	6.860	183	(6.131)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		341	5.271	(300)	(4.930)

83192/6fe

Il flusso di cassa netto da attività operativa del 2017 è stato di €10.117 milioni. Le imposte relative alle dismissioni parziali dell'interest in Zohr e Mozambico (€436 milioni) sono state portate in riduzione del flusso di cassa dei disinvestimenti, come previsto dai principi contabili. Sul flusso di cassa dell'esercizio ha inoltre inciso il maggior volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al periodo di confronto (€282 milioni).

Il flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale circolante a costi di rimpiazzo è stato di €8.458 milioni.

Il flusso di cassa netto ante variazione del capitale di esercizio a costi di rimpiazzo è stato influenzato negativamente da:

- accantonamenti straordinari per crediti in sofferenza relativi al settore E&P e per includere l'effetto dell'expected credit loss in luogo del criterio corrente della perdita sostenuta nel business retail G&P per complessivi €616 milioni oggetto di informativa nella sezione special items;
- un pagamento straordinario a fronte di un tax settlement in Angola per €150 milioni.

Escludendo tali effetti, il flusso di cassa netto ante variazione del capitale di esercizio a costi di rimpiazzo si rideterminerebbe in circa €9,2 miliardi con un incremento del 50% rispetto al 2016 rideterminato al netto di poste straordinarie/non ricorrenti in €6,2 miliardi.

Ai fini della valutazione della cash neutrality, il management ha rideterminato le principali metriche del rendiconto finanziario per considerare l'efficacia economica retroattiva delle cessioni del Dual Exploration Model relative al 40% dell'asset Zohr in Egitto a BP/Rosneft e all'interest del 25% dell'Area 4 in Mozambico a ExxonMobil per cui la consideration incassata comprende anche il rimborso degli investimenti sostenuti nel corso del 2017 fino alla completion date. Inoltre, in forza degli accordi con i partner di Stato egiziani nell'ambito dello sviluppo di Zohr, Eni ha incassato nel 2017 circa €0,2 miliardi di anticipi commerciali destinati al finanziamento del progetto.

Pertanto, il flusso di cassa da attività operativa comprensivo degli effetti del circolante e gli investimenti del 2017 si rideterminano rispettivamente in circa €10 miliardi e €7,62 miliardi con un surplus di circa €2,4 miliardi in grado di coprire l'80% del dividendo complessivo di €2,88 miliardi. Conseguentemente, valorizzando in circa €0,2 miliardi il maggior cash flow per ogni dollaro di incremento del Brent (e viceversa), la copertura organica degli investimenti e del dividendo si ridetermina in corrispondenza di uno scenario Brent di 57 \$/barile, meglio della previsione iniziale del management di 60 \$/barile ed in linea con l'obiettivo di lungo termine di una cash neutrality stabilmente inferiore ai 60 \$/barile.

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		7.739	8.254	9.980	(515)	(6,2)
- <i>acquisto di riserve proved e unproved</i>		5	2		3	"
- <i>ricerca esplorativa</i>		442	417	566	25	6,0
- <i>sviluppo</i>		7.236	7.770	9.341	(534)	(6,9)
- <i>altro</i>		56	65	73	(9)	(13,8)
Gas & Power		142	120	154	22	18,3
Refining & Marketing e Chimica		729	664	628	65	9,8
- <i>Refining & Marketing</i>		526	421	408	105	24,9
- <i>Chimica</i>		203	243	220	(40)	(16,5)
Corporate e altre attività		87	55	64	32	58,2
Effetto eliminazione utili interni		(16)	87	(85)		
Investimenti tecnici - continuing operations		8.681	9.180	10.741	(499)	(5,4)
Investimenti tecnici - discontinued operations				561		
Investimenti tecnici		8.681	9.180	11.302	(499)	(5,4)

Nel 2017 gli investimenti tecnici di €8.681 milioni (€9.180 milioni nel 2016) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€7.236 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Angola, Congo, Algeria, Iraq e Norvegia. Le attività di ricerca esplorativa (€442 milioni) hanno riguardato in particolare Cipro, Norvegia, Messico, Egitto, Libia e Costa d'Avorio. Nel flusso di cassa netto dell'attività operativa sono rilevati esborsi per €273 milioni relativi ai costi per prospezioni e studi geologici e geofisici contabilizzati fra i costi operativi;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€395 milioni) fi-

nalizzata essenzialmente ai lavori di ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, alla conversione del sistema di raffinazione 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 (€131 milioni);

- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€102 milioni) nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€36 milioni).

83192 / 671

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 ambientali 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. Recentemente è stato riformulato in modo meno vincolistico il regime regolatorio nei confronti degli obblighi di modulazione delle forniture gas al settore civile sulla cui base il management ha progressivamente ridotto gli stock di gas e ha attivato una gestione commerciale del magazzino. Tale gestione ha l'obiettivo di ottimizzazione dei margini attraverso la cattura dello spread dei prezzi del gas tra le fasi di immissione (periodo estivo) e quelle di prelievo (periodo invernale). Pertanto dalla chiusura della campagna di immissione ad ottobre 2017, quindi dal IV trimestre, è stata rivista la rilevazione nella dimensione adjusted del profit loss on stock ed i prelievi del gas da stock sono valorizzati sulla base del costo medio definito nella fase di immissione al netto delle coperture attivate, assicurando nel momento di matching con le corrispondenti vendite [al netto delle relative coperture] la corretta valorizzazione e responsabilizzazione delle performance economiche.

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 ai risultati consuntivi.

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/ perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'u-

tile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/ perdita di magazzino

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

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Utile operativo adjusted e utile netto adjusted su base standalone

In considerazione dell'importanza delle discontinued operations nei dati economico-finanziari 2015 riportati nella presente relazione, le misure di risultato adjusted, al fine di rimuovere le distorsioni dell'accounting dello IFRS 5, escludono, oltre ai descritti utile/ perdita di magazzino e special items, del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi, il contributo della Saipem alle continuing

83192/6fz



operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento delle realtà in discontinuazione e sono denominate: utile operativo adjusted standalone e utile netto adjusted standalone.

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&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&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&gas Topic 932).

Leverage

Il leverage è una misura 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.

ROACE Adjusted

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

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale circolante a costi di rimpiazzo

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della varia-

zione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino.

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 e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

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, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impegni finanziari non funzionali all'attività operativa.

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



11/11/2018
D. De

83192/6f3

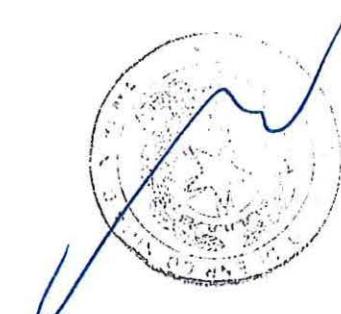
	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
2017							
Utile (perdita) operativo	7.651	75	981	(213)	(668)	(27)	8.012
Esclusione (utile) perdita di magazzino						[6]	(219)
Esclusione special item:							
- 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
Special item dell'utile (perdita) operativo	(2.478)	139	223	126			(1.990)
Utile (perdita) operativo adjusted	5.173	214	991	(542)	(33)		5.803
Proventi (oneri) finanziari netti ^[a]	(50)	10	5	(699)			(734)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^[a]	408	(9)	19	22			440
Imposte sul reddito ^[a]	(2.807)	(163)	(352)	178	17		(3.127)
Tax rate (%)	50,8	75,8	34,7				56,8
Utile (perdita) netto adjusted	2.724	52	663	(1.041)	(16)		2.382
<i>di competenza:</i>							
- interessenze di terzi							3
- azionisti Eni							2.379
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							3.374
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(156)
Esclusione special item							(839)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.379
(a) Escludono gli special item.							

83192/64

2016 - QUARTERLY STATEMENT

	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
2016									
Utile (perdita) operativo	2.567	(391)	723	(681)	141	2.157	(175)	2.157	(175)
Esclusione (utile) perdita di magazzino	90	(406)							
Esclusione special item:									
- oneri ambientali			1	104	88	193		193	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(684)	81	104	40		(459)		(459)	
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti	7					7		7	
- plusvalenze nette su cessione di asset	[2]		[8]			(10)		(10)	
- accantonamenti a fondo rischi	105	17	28	1		151		151	
- oneri per incentivazione all'esodo	24	4	12	?		47		47	
- derivati su commodity	19	(443)	(3)			(427)		(427)	
- differenze e derivati su cambi	(3)	(19)	3			(19)		(19)	
- altro	461	270	26	93		850		850	
Special item dell'utile (perdita) operativo	(73)	(89)	266	229	333	333			
Utile (perdita) operativo adjusted	2.494	(390)	583	(452)	80	2.315		2.315	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(55)	6	1	(721)		(769)		(769)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	68	(20)	32	(6)		74		74	
Imposte sul reddito ^(a)	(1.999)	74	(197)	188	(19)	(1.953)		(1.953)	
Tax rate (%)	79,7	18,3	32,0						
Utile (perdita) netto adjusted	508	(330)	419	(991)	61	(333)		(333)	
di competenza:									
- interessenze di terzi						7		7	
- azionisti Eni						(340)		(340)	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.464)	413	(1.051)	
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(120)	(120)	
Esclusione special item							1.244	[413]	831
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(340)	(340)	

(a) Escludono gli special item.



De



83192/675

2015	(\$ millioni)	Discontinued operations										CONTINUING OPERATIONS	
		Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni	Elisioni Infragruppo	TOTALE	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
Utile (perdita) operativo	(959)	(1.258)	(1.567)	(497)	(694)	(23)	(4.998)	694	1.228	1.922	(3.076)	(4.304)	
Esclusione (utile) perdita di magazzino		132	877			127	1.136				1.136		1.136
Esclusione special item:													
- oneri ambientali			137	88			225				225		225
- svalutazioni (riprese di valore) nette	5.212	152	1.150	20	590		7.124	(590)		(590)	6.534		6.534
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	169						169				169		169
- plusvalenze nette successione di asset	(403)		(8)	4	1		(406)	(1)		(1)	(407)		(407)
- accantonamenti a fondo rischi	226	(5)	(10)				211				211		211
- oneri per incentivazione all'esodo	15	6	8	1	12		42	(12)		(12)	30		30
- derivati su commodity	12	90	68		(6)		164	6	(6)		164		170
- differenze e derivati su cambi	(59)	(9)	5				(63)				(63)		(63)
- altro	195	535	30	25			785				785		785
Special item dell'utile (perdita) operativo	5.141	1.000	1.385	128	597		8.251	(597)	(6)	(603)	7.648		7.654
Utile (perdita) operativo adjusted	4.182	(126)	695	(369)	(97)	104	4.389	97	1.222	1.319	5.708	(1.222)	4.486
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(272)	11	(2)	(606)	(5)		(954)	5	24	29	(925)	(24)	(949)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	254	(2)	69	285	17		623	(17)		(17)	606		606
Imposte sul reddito ^(a)	(3.173)	(51)	(250)	107	(212)	(47)	(3.626)	212	(53)	159	(3.467)	53	(3.414)
Tax rate (%)	76,2	..	32,8	..			89,4				64,3		82,4
Utile (perdita) netto adjusted	991	(168)	512	(663)	(297)	57	432	297	1.193	1.490	1.922	(1.193)	729
di competenza:													
- interessenze di terzi							(243)				848	605	(679)
- azionisti Eni							675				642	1.317	(514)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								(8.778)			826	(7.952)	(7.952)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								782			782		782
Esclusione special item								8.671			(184)	8.487	8.487
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													(514)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								675			642	1.317	803

(a) Escludono gli special item.

83192/676

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 consolidato		31 dicembre 2017		31 dicembre 2016	
	(€ milioni)	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale Immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari		63.158		70.793	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.283		1.184	
Attività immateriali		2.925		3.269	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto o altre partecipazioni		3.730		4.316	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	[vedi nota 11 e nota 21]	1.698		1.932	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:		(1.379)		(1.765)	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	[vedi nota 11]	597		171	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento non correnti	[vedi nota 23]	118		222	
- debiti per attività di investimento	[vedi nota 25]	(2.094)		(2.158)	
Totale Capitale Immobilizzato		71.415		79.729	
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze		4.621		4.637	
Crediti commerciali	[vedi nota 11]	10.182		11.186	
Debiti commerciali	[vedi nota 25]	(10.890)		(11.038)	
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:		(2.387)		(3.073)	
- passività per imposte sul reddito correnti		(472)		(426)	
- passività per altre imposte correnti		(1.472)		(1.293)	
- passività per imposte differite		(5.900)		(6.667)	
- passività per altre imposte non correnti	[vedi nota 33]	(45)		(44)	
- debiti per consolidato fiscale	[vedi nota 25]	(4)		(8)	
- crediti per consolidato fiscale	[vedi nota 11]	1		1	
- attività per imposte sul reddito correnti		191		383	
- attività per altre imposte correnti		729		689	
- attività per imposte anticipate		4.078		3.790	
- altre attività per imposte	[vedi nota 23]	507		502	
Fondi per rischi ed oneri		(13.447)		(13.896)	
Altre attività (passività), composte da:		287		1.171	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	[vedi nota 11]	84		86	
- altri crediti	[vedi nota 11]	4.641		5.692	
- altre attività (correnti)		1.573		2.591	
- altri crediti e altre attività	[vedi nota 23]	698		624	
- acconti e anticipi, altri debiti	[vedi nota 25]	(3.760)		(3.499)	
- altre passività (correnti)		(1.515)		(2.599)	
- altri debiti, altre passività	[vedi nota 33]	(1.434)		(1.724)	
Totale Capitale di esercizio netto		(11.634)		(11.013)	
Fondi per benefici ai dipendenti		(1.022)		(868)	
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		236		14	
composte da:					
- attività destinate alla vendita		323		14	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(87)			
CAPITALE INVESTITO NETTO		58.995		67.862	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		48.079		53.086	
Indebitamento finanziario netto		24.707		27.239	
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:		20.179		20.564	
- passività finanziarie a lungo termine		2.286		3.279	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.242		3.396	
- passività finanziarie a breve termine					
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		(7.363)		(5.674)	
Titoli held-for-trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	[vedi nota 9 e nota 10]	(6.219)		(6.404)	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	[vedi nota 11]	(209)		(385)	
Totale Indebitamento finanziario netto^(a)		10.816		14.776	
COPERTURE		58.995		67.862	

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 29 al Bilancio consolidato.

83192/677

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

		2017		2016	
	(€ milioni)	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto - continuing operations			3.377		(1.044)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:					
Ammortamenti e altri componenti non monetari			8.720		7.773
- ammortamenti	7.483			7.559	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(225)			(475)	
- radiazioni	263			350	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	267			326	
- altre variazioni	894			(9)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	38			22	
Plusvalenze nette su cessioni di attività			[3.446]		(48)
Dividendi, interessi e imposte			3.650		2.229
- dividendi	(205)			(143)	
- interessi attivi	(283)			(209)	
- interessi passivi	671			645	
- imposte sul reddito	3.467			1.936	
Variazione del capitale di esercizio			1.440		2.112
- rimanenze	(346)			(273)	
- crediti commerciali	657			1.286	
- debiti commerciali	284			1.495	
- fondi per rischi e oneri	96			(1.043)	
- altre attività e passività	749			647	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati			(3.624)		(3.349)
- dividendi incassati	291			212	
- Interessi Incassati	104			160	
- interessi pagati	(582)			(780)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(3.437)			(2.941)	
Flusso di cassa netto da attività operativa			10.117		7.673
Investimenti tecnici			(8.681)		(9.180)
- attività materiali	(8.490)			(9.067)	
- attività immateriali	(191)			(113)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda			(510)		(1.164)
- partecipazioni	(510)			(1.164)	
Dismissioni			5.455	165	165
- attività materiali	2.745			19	
- attività immateriali	2				
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute ^(a)	2.662			(362)	889
- imposte pagate sulle dismissioni	(436)				
- partecipazioni	482			508	
Altre variazioni relative all'attività di investimento			(373)		465
- investimenti finanziari: titoli	(316)			(1.336)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(657)			(1.208)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	152			(8)	
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	388			1.589	
- disinvestimenti finanziari: titoli	224			20	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	999			8.063	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(434)			205	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(729)			(6.860)	
Free cash flow			6.008		(1.152)

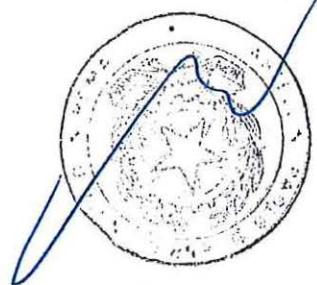
(a) Nel rendiconto finanziario statutori i disinvestimenti 2016 comprendono la cessione del controllo (12,503%) di Saipem SpA a CDP Equity con un incasso di €463 milioni, esposto al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti del gruppo Saipem di €889 milioni (come richiesto dallo IAS7). Per effetto della rappresentazione di Saipem come discontinued operation nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2015, tali disponibilità liquide ed equivalenti sono state portate in riconciliazione nel rendiconto finanziario statutori 2015 e 2016, al fine di rappresentare le disponibilità liquide del gruppo escluse quelle riferibili alle discontinued operation. Nel rendiconto finanziario riclassificato 2016 le poste relative alle disponibilità liquide ed equivalenti di Saipem sono esposte su base netta.

83192/678

segue Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

		2017		2016
	(€ milioni)	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale
Free cash flow		6.008		(1.152)
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		341		5.271
<i>ricalcifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(388)		(1.589)	
<i>ricalcifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	729		6.860	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.712)		(766)
- assunzione debiti finanziari non correnti	1.842		4.202	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.973)		(2.323)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(581)		(2.645)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.883)		(2.885)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.880)		(2.881)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(3)		(4)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti relative alle discontinued operations	(72)	(72)	2	2
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/Irrilevanti)	7	7	(5)	(5)
Flusso di cassa netto	1.689	1.689	465	465



Ric

83192/679

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DI ENI SPA

Nel 2017 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" ad Eni gas e luce SpA in relazione alle iniziative di valorizzazione del business retail G&P. L'operazione è stata effettuata in continuità dei valori civilistici e fiscali e ha determinato un valore di iscrizione della partecipazione di €1.545 milioni. Il conferimento ha riguardato principalmente, fra le attività, crediti commerciali per €1.908 milioni ed il goodwill precedentemente iscritto e riveniente da incorporazioni di società attive nel settore retail gas (€823 milioni). Inoltre, nell'ambito dell'operazione di conferimento del ramo, Eni ha concesso ad Eni
- gas e luce SpA un finanziamento di €850 milioni in relazione alla definizione della struttura finanziaria della società; l'atto di conferimento è stato stipulato il 12 giugno 2017, con efficacia dal 30 giugno 2017;
- acquisizione del ramo d'azienda "Servizi di supporto alle attività transazionali-finanziarie di Eni e gestione delle partecipazioni" da Eni Adfin SpA; l'atto è stato stipulato in data 28 settembre 2017, con efficacia dal 1° ottobre 2017;
- cessione del ramo d'azienda afferente il deposito di Vado Ligure. L'atto è stato stipulato in data 28 luglio 2017, con efficacia 1° agosto 2017.

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica		28.984	27.718	33.713	1.266
Altri ricavi e proventi		2.316	547	342	1.769
Costi operativi		(28.517)	(28.426)	(34.469)	(91)
Altri proventi e [oneri] operativi		(239)	(50)	(622)	(189)
Ammortamenti		(727)	(815)	(909)	88
Riprese di valore [svalutazioni] nette		(111)	(443)	(136)	332
Radiazioni		(5)	(209)	(63)	204
Utile [perdita] operativa		1.701	(1.678)	(2.144)	3.379
Proventi [oneri] finanziari netti		(646)	(446)	(435)	(200)
Proventi [oneri] su partecipazioni		2.702	6.058	5.182	[3.356]
Utile prima delle imposte		3.757	3.934	2.603	(177)
Imposte sul reddito		(171)	232	(445)	(403)
Utile netto - continuing operations		3.586	4.166	2.158	(580)
Utile netto - discontinued operations				355	49
Utile netto		3.586	4.521	2.207	(935)

Utile netto

L'utile netto di €3.586 milioni si riduce di €935 milioni per effetto essenzialmente: (i) dei minori proventi connessi alla gestione delle partecipazioni a seguito essenzialmente dei minori dividendi distribuiti da società controllate e dalla circostanza che nell'esercizio 2016 vennero rilevati, nell'ambito delle discontinued operations, gli effetti connessi alla cessione di una quota del 12,503%

della Saipem SpA alla CDP Equity SpA; (ii) delle maggiori imposte sul reddito. Tali fenomeni sono in parte compensati dal miglioramento del risultato operativo della Exploration & Production, per effetto essenzialmente della cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni), e della Gas & Power.

| Analisi delle voci del conto economico

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

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

Ricavi della gestione caratteristica

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Exploration & Production		2.225	1.874	2.753	351
Gas & Power		14.331	15.460	18.800	(1.129)
Refining & Marketing		14.275	11.813	14.480	2.462
Corporate		864	869	941	(5)
Elisioni		(2.711)	(2.298)	(3.261)	(413)
		28.984	27.718	33.713	1.266

83192/680

I ricavi Exploration & Production (€2.225 milioni) aumentano di €351 milioni, pari al 19%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei prezzi di vendita del greggio e del gas (+46% e +35% rispettivamente) e dell'incremento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari all'1,8%, equivalente a 0,8 milioni di boe.

I ricavi Gas & Power (€14.331 milioni) si riducono di €1.129 milioni essenzialmente per effetto del conferimento del ramo d'azienda del

business retail ad Eni gas e luce SpA efficace dal 30 giugno 2017.

I ricavi Refining & Marketing (€14.275 milioni) aumentano di €2.462 milioni, pari al 21%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi.

I ricavi della Corporate (€864 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2016.

Utile (perdita) operativa

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Exploration & Production		2.164	(445)	472	2.609
Gas & Power		(304)	[1.166]	[1.643]	862
Refining & Marketing		329	403	[631]	[74]
Corporate		(479)	[384]	[331]	(95)
Eliminazione utili interni ^(a)		[9]	(86)	(11)	??
Utile (perdita) operativa		1.701	[1.678]	[2.144]	3.379

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

L'utile operativo della Exploration & Production (€2.164 milioni) migliora di €2.609 milioni a seguito essenzialmente: (i) della plusvalenza realizzata a seguito della cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni); (ii) dell'incremento dei prezzi degli idrocarburi. Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dai maggiori accantonamenti ai fondi per oneri ambientali; (ii) dalle maggiori royalties correlate all'incremento dei prezzi. Si rileva inoltre che, in data 15 aprile 2017, è stata disposta, da parte della Regione Basilicata, l'interruzione delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA) a causa della rilevazione di una contaminazione da sversamento di idrocarburi nella rete fognaria esterna allo stabilimento industriale. Il 18 luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività presso il COVA avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte delle Autorità competenti una volta completati gli accertamenti e le verifiche che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza; tale evento rileva parzialmente nel confronto con i dati dell'esercizio 2016 interessato anch'esso da una interruzione dell'attività produttiva nel periodo 31 marzo - 12 agosto 2016.

La perdita operativa della Gas & Power (€304 milioni) si riduce di €862 milioni a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nel 2016 vennero rilevati gli oneri connessi alla revisione di stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas ed energia elettrica del segmento Retail; (ii) dell'effetto delle rinegoziazioni di alcuni contratti di acquisto long-term; (iii) dell'allineamento delle indicizzazioni di contratti GNL; (iv) dei minori costi di logistica.

L'utile operativo della Refining & Marketing (€329 milioni) si riduce di €74 milioni per effetto essenzialmente della circostanza che nell'esercizio precedente venne rilevato un maggior incremento del valore del magazzino in considerazione dell'andamento dei prezzi dell'ultima parte dell'esercizio 2016 rispetto a quanto registrato nel 2017. Questo effetto è stato parzialmente compensato: (i) dal miglioramento del business Refining, per effetto dei benefici delle azioni di riassetto del sistema di raffinazione Eni eseguite negli ultimi anni; (ii) dalla performance positiva del business commerciale, per effetto delle politiche commerciali che hanno favorito i segmenti premium.

Proventi (oneri) su partecipazioni

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Dividendi		3.061	6.486	10.366	(3.425)
Plusvalenze nette da vendite				149	
Altri proventi		153	202	49	(49)
Totale proventi		3.214	6.688	10.564	(3.474)
Svalutazioni e perdite		(512)	(630)	(5.423)	118
Proventi (oneri) su partecipazioni		2.702	6.058	5.141	(3.356)

La riduzione dei dividendi di €3.425 milioni deriva essenzialmente dalle minori distribuzioni operate da Eni International BV (€3.066 milioni), Eni Insurance DAC (€400 milioni) ed Eni

Finance International (€?? milioni), parzialmente compensati dai maggiori dividendi distribuiti da Eni Trading & Shipping SpA (€113 milioni).

83192/681

Imposte sul reddito

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
IRES	(10)	44	31	(54)	
IRAP	(1)			(1)	
Addizionale legge n. 7/09	(61)			(61)	
Totale Imposte correnti	(72)	44	31	(116)	
Imposte differite	(12)	35	37	(47)	
Imposte anticipate	138	160	[531]	(22)	
Totale Imposte differite e anticipate	126	195	(494)	(69)	
Totale Imposte estere	(311)	(10)	(10)	(301)	
Totale Imposte sul reddito Eni SpA	(257)	229	(473)	(486)	
Imposte relative alla rilevazione delle joint operation	86	3	28	83	
	(171)	232	(445)	(403)	

Le **Imposte sul reddito** di €171 milioni si incrementano di €403 milioni a seguito essenzialmente: (i) del pagamento delle imposte relative alla cessione dell'interest del 25% nell'Area4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€301 milioni); (ii) delle maggiori imposte differite nette per €69 milioni; (iii) per lo stanziamento dell'addizionale IRES legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libian Tax) (€61 milioni). Tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori imposte differite delle joint operation a seguito dell'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico.

La differenza del 19,45% tra il tax rate effettivo (4,55%) e teorico (24%) è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio, con effetto sul tax rate del 18,57%; (ii) alla quota non imponibile delle dismissioni, con effetto sul tax rate del 12%. Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dalle imposte relative alla cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico, con un effetto sul tax rate dell'8,01%; (ii) dalle svalutazioni nette delle partecipazioni con un effetto sul tax rate del 2,34%.

83192/682

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO¹

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

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

	(€ milioni)	31 dicembre 2017	31 dicembre 2016	Var. ass.
Capitale Immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	7.178	8.046	(868)	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.297	1.172	125	
Attività immateriali	195	1.205	(1.010)	
Partecipazioni	42.337	40.009	2.328	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	5.090	3.163	1.927	
Crediti (Debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(156)	220	(376)	
	55.941	53.815	2.126	
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	1.389	1.277	112	
Crediti commerciali	5.111	6.813	(1.702)	
Debiti commerciali	(5.254)	(5.333)	79	
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	698	817	(119)	
Fondi per rischi e oneri	(3.781)	(4.054)	273	
Altre attività (passività) d'esercizio	(711)	(959)	248	
	(2.548)	(1.439)	(1.109)	
Fondi per benefici ai dipendenti				
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	2	4	(2)	
CAPITALE INVESTITO NETTO	53.042	51.989	1.053	
Patrimonio netto	42.529	41.935	594	
Indebitamento finanziario netto	10.513	10.054	459	
COPERTURE	53.042	51.989	1.053	

Il capitale Investito netto al 31 dicembre 2017 ammonta a €53.042 milioni con un incremento di €1.053 milioni rispetto al 31 dicembre 2016.

Capitale Immobilizzato

Il capitale Immobilizzato (€55.941 milioni) aumenta di €2.126 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 a seguito: (i) dell'incremento netto delle partecipazioni (€2.328 milioni) per effetto essenzialmente del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" che ha determinato un incremento del valore di iscrizione della partecipazione in Eni gas e luce SpA di €1.535 milioni e degli interventi sul capitale sociale delle partecipate parzialmente compensati dai rimborsi, cessioni e riduzioni di valore; (ii) dell'incremento dei crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di (€1.927 milioni) in particolare per la concessione di finanziamenti alle società controllate Eni Finance International SA ed Eni gas e luce SpA nell'ambito dell'operazione di conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power". Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dal decremento delle attività immateriali (€1.010 milioni) a seguito essenzialmente del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" che ha comportato il trasferimento, tra l'altro, del goodwill precedentemente iscritto e rinveniente da operazioni di incorporazione operata da Eni SpA di società operanti nel settore retail gas; (ii) dal decremento degli immobili, impianti e macchinari (€868 milioni) per effetto essenzialmente della cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di

sviluppo nell'offshore del Mozambico; (iii) dall'incremento dei debiti netti relativi all'attività di investimento (€376 milioni) per effetto essenzialmente della circostanza che al 31 dicembre 2016 erano stati iscritti crediti verso Eni Gas & Power NV per rimborsi di capitale (€381 milioni) che sono stati rilevati nel primo semestre 2017.

Capitale di esercizio

Il capitale di esercizio netto, negativo di €2.548 milioni si riduce di €1.109 milioni a seguito essenzialmente del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" che ha riguardato principalmente: (i) crediti commerciali (€1.908 milioni); (ii) debiti commerciali (€571 milioni); (iii) altre passività nette d'esercizio (€219 milioni), relative principalmente ai depositi cauzionali ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica.

Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili di €2 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione. Inoltre, le attività destinate alla vendita comprendono la riclassifica della partecipazione in Tigaz Zrt., completamente svalutata, a seguito dell'accordo avvenuto il 18 dicembre 2017 tra Eni e MET Holding AG che prevede la cessione della totalità delle azioni detenute da Eni. Il perfezionamento dell'operazione è subordinato all'approvazione delle Autorità competenti.

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

83192/683

PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2016	41.935
<i>Incremento per:</i>	
Utile netto	3.586
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	7
	3.593
<i>Decremento per:</i>	
Acconto sul dividendo 2017	(1.441)
Distribuzione saldo dividendo 2016	(1.440)
Differenze cambio da conversione joint operation	(98)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(20)
	(2.999)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2017	42.529

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

	(€ milioni)	31 dicembre 2017	31 dicembre 2016	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		24.962	26.727	(1.765)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>		6.119	7.123	(1.054)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>		18.843	19.554	(711)
Disponibilità liquide ed equivalenti		(6.214)	(4.583)	(1.631)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(2.442)	(6.028)	3.586
Altre attività finanziarie destinate al trading		(5.793)	(6.062)	269
Indebitamento finanziario netto		10.513	10.054	459

L'aumento dell'indebitamento finanziario netto di €459 milioni è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti in partecipazioni (€2.586 milioni) per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate; (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2016 di €0,4 per azione (€1.440 milioni); (iii) al pagamento dell'aconto sul dividendo dell'esercizio 2017 di €0,4 per azio-

ne (€1.440 milioni); (iv) agli investimenti relativi ad attività materiali ed immateriali (€773 milioni). Tali effetti sono stati in parte compensati: (i) dal flusso di cassa netto da attività operativa (€3.281 milioni); (ii) dalle dismissioni (€3.108 milioni) in particolare la cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico al netto delle imposte pagate (€2.061 milioni).

83192/686

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO²

	(€ milioni)	2017	2016	Var. ass.
Utile netto - continuing operations		3.586	4.166	(580)
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
- ammortamenti e altri componenti non monetari	1.482	2.016	(534)	
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(1.996)	29	(2.025)	
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(2.495)	(6.291)	3.796	
Variazione del capitale di esercizio	(52)	765	(817)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	2.756	5.938	(3.182)	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	3.281	6.623	(3.342)	
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations				
Flusso di cassa netto da attività operativa	3.281	6.623	(3.342)	
Investimenti tecnici	(773)	(846)	73	
Investimenti in partecipazioni	(2.586)	(8.299)	5.713	
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa	(1.139)	3.820	(4.959)	
Dismissioni	3.108	2.214	894	
Altre variazioni relative all'attività di investimento	382	(507)	889	
Free cash flow	2.273	3.005	(732)	
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	3.557	(2.362)	5.919	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(1.319)	2.683	(4.002)	
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.880)	(2.881)	1	
Effetto delle fusioni		6	(6)	
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	1.631	451	1.180	
Free cash flow	2.273	3.005	(732)	
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.880)	(2.881)	1	
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)	(117)	(605)	488	
Debti e crediti finanziari società disinvestite ^(b)	265		265	
Variazioni dell'indebitamento per effetto delle fusioni		51	(51)	
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(459)	(430)	(29)	

(a) La voce, nel 2016, accoglieva gli effetti della rinuncia ai crediti finanziari non strumentali all'attività operativa verso Versalis SpA nell'ambito dell'operazione complessiva di ricapitalizzazione della società.

(b) La voce accoglie gli effetti della cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico.

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	Var. ass.
Exploration & Production	361	489	(128)	
Gas & Power	11	28	(17)	
Refining & Marketing	369	308	61	
Corporate	32	21	11	
Investimenti tecnici	773	846	(73)	

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

83192/685

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

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)			31 dicembre 2017		31 dicembre 2016	
	(€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale Immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari			7.178		8.046	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.297		1.172	
Attività immateriali			195		1.205	
Partecipazioni			42.337		40.009	
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:			5.090		3.163	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 9)	258		1.735		
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 19)	4.832		1.428		
Crediti (Debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(156)		220	
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 9 e nota 21)	3		387		
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 24)	(159)		(167)		
Totale Capitale Immobilizzato			56.941		53.815	
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze			1.389		1.277	
Crediti commerciali	(vedi nota 9)	5.111		6.813		
Debiti commerciali	(vedi nota 24)	(5.254)		(5.333)		
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			698		817	
- passività per imposte sul reddito correnti	(64)		(4)			
- passività per altre imposte correnti	(809)		(887)			
- attività per imposte sul reddito correnti	59		92			
- attività per altre imposte correnti	267		346			
- attività per imposte anticipate	1.152		1.185			
- altre attività non correnti	(vedi nota 21)	80	80			
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 9)	265	101			
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 24)	(229)	(73)			
- altre passività non correnti	(vedi nota 31)	(23)	(23)			
Fondi per rischi ed oneri			(3.781)		(4.054)	
Altre attività (passività) di esercizio:			(711)		(959)	
- altri crediti	(vedi nota 9)	510	596			
- altre attività (correnti)		693	1.011			
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 21)	399	618			
- conti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 24)	(583)	(636)			
- altre passività (correnti)		(872)	(1.205)			
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 31)	(858)	(1.343)			
Totale Capitale di esercizio netto			(2.548)		(1.439)	
Fondi per benefici ai dipendenti			(353)		(391)	
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(vedi nota 33)	2		4		
CAPITALE INVESTITO NETTO			53.042		51.989	
Patrimonio netto			42.529		41.935	
Indebitamento finanziario netto			24.962			
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:						
- passività finanziarie a lungo termine	18.843		19.554			
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.973		3.014			
- passività finanziarie a breve termine	4.146		4.159			
a dedurre:						
Disponibilità liquide ed equivalenti			6.214		4.583	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	2.442	6.028			
Altre attività finanziarie destinate al trading		5.793	6.062			
Totale Indebitamento finanziario netto			10.513		10.054	
COPERTURE			53.042		51.989	

83192/686

**Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale**

	31 dicembre 2017 (€ milioni)	31 dicembre 2016 Valori da schema legale	31 dicembre 2017 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2016 Valori da schema legale	31 dicembre 2016 Valori da schema riclassificato
Utile netto - continuing operations		3.586		4.166	
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:					
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		1.482		2.016	
- ammortamenti	727		815		
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	111		443		
- radiazioni	5		209		
- effetto valutazione partecipazioni	367		374		
- differenze cambio da allineamento	(26)		(64)		
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	256		223		
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	42		16		
Plusvalenze nette su cessione di attività		(1.996)		29	
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(2.495)		(6.291)	
- dividendi	(3.061)		(6.486)		
- interessi attivi	(204)		(161)		
- interessi passivi	599		588		
- imposte sul reddito	171		(232)		
Variazione del capitale di esercizio		(52)		765	
- rimanenze	(238)		(66)		
- crediti commerciali	241		1.353		
- debiti commerciali	335		93		
- fondi per rischi ed oneri	(195)		(30)		
- altre attività e passività	(195)		(585)		
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		2.756		5.938	
- dividendi incassati	3.076		6.458		
- interessi incassati	201		165		
- Interessi pagati	(576)		(692)		
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	55		7		
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		3.281		6.623	
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		3.281		6.623	
Flusso di cassa netto da attività operativa		3.281		6.623	
Investimenti tecnici:		(773)		(846)	
- immobilizzazioni materiali	(738)		(788)		
- immobilizzazioni immateriali	(35)		(58)		
Investimenti in partecipazioni		(2.586)		(8.299)	
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:		(1.140)		3.820	
- crediti finanziari strumentali	(1.140)		3.820		
- Imprese consolidate e ramo d'azienda al netto della disponibilità liquide ed equivalenti cedute					
Variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		1		(507)	
Titoli strumentali all'attività operativa		1			
Dismissioni:		3.108		2.214	
- immobilizzazioni materiali	14		5		
- Immobilizzazioni immateriali					
- partecipazioni	1.033		2.209		
- altre attività destinate alla vendita					
- Imprese consolidate e ramo d'azienda al netto della disponibilità liquide ed equivalenti cedute	2.362				
- imposte pagate su dismissioni	(301)				
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		382			
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	382		3.005		
Free cash flow		3.273		(2.362)	
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		3.557		(2.683)	
- Investimenti (disinvestimenti) finanziari in crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	3.556		(1.105)		
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli non strumentali all'attività operativa	1		(1.257)		
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		(1.319)		2.135	
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(1.345)		548		
- Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	26				
Flusso di cassa del capitale proprio:		(2.880)		(2.881)	
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.880)		(2.881)		
Effetto delle fusioni				6	
Flusso di cassa netto di periodo		1.631		451	

83192/687

FATTORI DI RISCHIO E INCERTEZZA

PREMESSA

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato.

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL&GAS

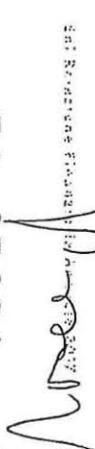
I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e il cash flow a livello consolidato e determina la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa in caso di aumento dei prezzi. L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito). Sulla base del portafoglio corrente di asset oil&gas, il management stima che rispetto al prezzo di piano per il 2018 di 60\$/bl, per ogni variazione di +/- 1 \$/bl l'utile netto consolidato di Gruppo diminuisce/aumenta di circa €200 milioni e il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") si contrae/incrementa di un ammontare equivalente.

La ripresa del prezzo del petrolio avviata dalla seconda metà del 2017 si è rafforzata nella parte finale dell'anno e nello scorso inizio del 2018, con le quotazioni del riferimento Brent che hanno raggiunto quota 70\$/bl, il valore massimo da tre anni a questa parte. La quotazione media Brent del 2017 è stata di circa 54 \$/bl con un incremento del 24% rispetto al 2016, scontando la fase di debolezza della primavera 2017. Il mercato petrolifero è stato sostenuto dal migliore equilibrio nei fondamentali per effetto della buona dinamica della domanda (cresciuta nel 2017 di circa 1,5-1,7 milioni barili/giorno) trainata dalla ripresa globale e dal contenimento dell'offerta che hanno determinato la progressiva normalizzazione dei livelli delle scorte globali di greggio. Sul lato offerta hanno influito la piena regimazione dei tagli produttivi adottati dall'OPEC e da altri dieci Paesi produttori (in primis la Russia) pari a circa 1,8 milioni barili/giorno, l'elevato livello di compliance alle quote produttive e, in prospettiva, l'accordo di fine novembre di prorogare i tagli per tutto il 2018 rispetto alla scadenza inizialmente concordata di marzo. Altri fattori a sostegno dei prezzi sono stati il riaffacciarsi delle tensioni geopolitiche nell'area del Golfo e l'ir-

rigidimento dei rapporti USA-Iran, nonché il declino produttivo del Venezuela alle prese con la crisi politica e finanziaria interna. Le statistiche sulla ripresa dell'attività del tight-oil USA puntano a una ripresa dell'attività.

Guardando al medio-lungo termine, il management prevede uno scenario mid-cycle con un prezzo di lungo termine di \$72 in termini reali 2021 (crescita nominale del 2% corrispondente alla previsione Eni del tasso di inflazione di lungo termine dei Paesi OCSE) sulla base dell'analisi dei fondamentali del settore, considerando la moderata ma costante crescita della domanda energetica globale e il probabile deficit produttivo che si verrà a creare nel medio termine a causa dei massicci tagli agli investimenti fatti dalle compagnie petrolifere internazionali in risposta alla contrazione dei cash flow durante il downturn. Tuttavia valutati i rischi e le incertezze di tali scenari globali, relativi in particolare alla posizione dell'OPEC, al riaffiorare del rischio geopolitico, alla circostanza che i mercati futuri del prezzo del greggio rimangono in backwardation, all'evoluzione dei costi marginali e dei rendimenti per rig delle produzioni unconventional USA e all'andamento macroeconomico globale, la direzione aziendale conferma un approccio prudentiale nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa "capital discipline". Per il quadriennio 2018-2021 Eni prevede un programma d'investimenti di €31,6 miliardi, in marginale aumento rispetto al piano precedente; circa il 50% della manovra d'investimento a fine piano è "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentina mutamenti dello scenario. Per il 2018, Eni prevede un livello di spending di circa €7,7 miliardi, in linea con il 2017. Nonostante il controllo degli investimenti, il management intende mantenere un elevato tasso di crescita della produzione d'idrocarburi pari a circa il 3,5% in media nell'arco del prossimo quadriennio. Nel coniugare crescita e contenimento dei costi, il management ha fatto 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. Tali azioni, unitamente alla ristrutturazione dei business mid e downstream e al ridimensionamento dei costi corporate, hanno l'obiettivo di ridurre il livello di prezzo del Brent al quale la Compagnia consegna la cash neutrality, cioè la copertura dei fabbisogni per investimenti e il pagamento del dividendo attraverso il cash flow operativo, stimata a circa 57 \$/bl per il 2017 e proiettata in media a circa 55 \$/bl nel prossimo quadriennio. L'attività oil&gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione, lo sviluppo, l'estrazione e la produzione delle riserve d'idrocarburi. Il controllo degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento 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 pa-

83192/688



per per coprire eventuali deficit. Nonostante la riduzione del livello di Brent, che consente l'autofinanziamento degli investimenti (per il 2017 pari a circa 43 \$/bl), il nostro cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) 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 politici; 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. 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 capitali); e (ii) assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni.

Sulla base di tali considerazioni, un'evoluzione negativa dello scenario o una riduzione strutturale del prezzo della commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle nostre prospettive di business, sui risultati operativi, il cash flow, la liquidità, la capacità di finanziare i programmi di investimento e di far fronte ai nostri commitments e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo e di andamento in borsa del titolo Eni. Inoltre, la Compagnia potrebbe rivedere la recuperabilità futura dei valori di bilancio delle proprietà oil&gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Questo potrebbe comportare la cancellazione, il rinvio o la differente modulazione dei progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Considerata la complessità del processo valutativo e i lunghi tempi di realizzazione di tali progetti, Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta ai fini della valutazione e selezione degli investimenti, scenari di prezzo di lungo termine, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

Infine, la volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato nel 2017 minori entitlement di produzione rispetto al 2016, pari a circa 20 mila boe/giorno, o 2.000 barili/giorno per ogni dollaro/barile di aumento delle quotazioni del petrolio.

Tuttavia tale ratio non può essere estrapolato in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente poiché può condurre a risultati sensibilmente diversi.

I risultati del business Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati del business varia in funzione del ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2017 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi e circa il 60% degli approvvigionamenti long-term di gas di Eni provenivano da Paesi non OCSE, principalmente da Africa, Russia, Asia Centrale e America Meridionale. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi di Stato che sono partner di Eni nei progetti industriali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas.

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 inadempimenti contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilateralmente 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.

Il Venezuela, sta attraversando una fase di esposizione a questo rischio.

L'attività Eni nel Paese è concentrata in due grandi progetti: il giacimento offshore Perla gas, operato dalla società locali Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e dal campo a olio pesante onshore PetroJunin, operato dall'omonima joint venture con la società petrolifera di Stato PDVSA in regime di "Empresa Mixta". Eni ha investito circa €1,5 miliardi nelle due iniziative petrolifere ai quali si aggiungono crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture di gas

D'e

83192/689

del giacimento Perla pari a circa €500 milioni, posseduti sia dalla venture sia dalle controllate Eni in Venezuela. Ai fini della determinazione del valore recuperabile di tali attività, il management ha condotto un'analisi dell'evidenza empirica e delle statistiche ufficiali relative alla storia recente delle crisi finanziarie di Stati sovrani. Sulla base degli esiti rilevati e considerata la strategicità e l'essenzialità delle forniture erogate da Eni, ai fini della determinazione del valore recuperabile delle suddette attività, il management ha effettuato un apprezzamento del rischio prevedendo una dilazione dei tempi di incasso; inoltre, in considerazione del deterioramento del contesto operativo Paese e dei rischi finanziari di recupero del capitale investito, il management ha riclassificato le riserve certe non sviluppate di Perla alla categoria unproved (315 milioni di boe), così come richiesto dalla normativa SEC.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario. L'esposizione Eni verso il Paese comprende un ammontare significativo di crediti in sofferenza (circa \$1 miliardo) relativi alla quota di costi pgressi di competenza della società petrolifera di Stato NNPC in progetti operati da Eni. Tale esposizione è oggetto di un piano di rimborso "Repayment Agreement", che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato derivante da iniziative di sviluppo incrementalni "rig-less" a ridotto rischio minerario. Conseguentemente, i crediti sono esposti in bilancio al netto dell'attualizzazione del flusso di rimborsi futuri. Considerato che la società di Stato ha pagato regolarmente le chiamate fondi per gli anni 2016 e 2017 nei progetti operati da Eni, è stata confermata la recuperabilità dei crediti relativi a esercizi pgressi. Gli altri crediti in sofferenza sono stati rettificati per riflettere i limitati progressi delle azioni di recupero registrati nel corso del 2017 (€258 milioni).

È possibile che nei futuri reporting period il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro finanziario di tali Paesi non migliori.

Infine, per quanto riguarda l'Egitto, l'esposizione Eni verso il Paese è destinata a rimanere significativa nell'arco del prossimo quadriennio in relazione alla regimazione del progetto gas supergiant di Zohr in fase di ramp-up. Il grado di solvibilità delle società petrolifere di Stato partner di Eni nei progetti minerari in Egitto è in progressivo miglioramento, come evidenziato dall'azzeramento dei crediti commerciali scaduti, dovuti da tali partner per le forniture di idrocarburi equity di Eni e dal sostegno finanziario al progetto Zohr sotto forma di anticipi commerciali a valere sulle forniture future di Eni. Tuttavia Eni continuerà a monitorare con attenzione il rischio controparte dell'Egitto considerando che una parte significativa delle revenue associate alla commercializzazione del gas equity di Zohr deriverà da forniture alle Compagnie di Stato.

La Libia rimane uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale noto come "Primavera Araba" all'inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2010 e nel cambio di regime, che causarono l'interruzione per quasi un anno delle attività petrolifere Eni nel Paese con ricadute materia-

li sui risultati dell'esercizio. Agli eventi del 2010 ha fatto seguito un lungo periodo di conflitto civile interno e un quadro politico e sociale frammentato e instabile che ha comportato frequenti perdite di produzione per Eni. Da circa un paio d'anni le attività petrolifere Eni nel Paese mariano con una certa regolarità ed in linea con i piani aziendali con episodi di disruption sempre più rari, benché non del tutto assenti. Nel 2017 la produzione equity Eni è stata di 384 mila boe/giorno, il livello più elevato registrato storicamente da Eni nel Paese. Nonostante i recenti sviluppi positivi, il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro. Attualmente la Libia rappresenta oltre il 20% della produzione d'idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi nel medio termine.

Altro Paese, dove si sono verificati nel passato recente episodi di "disruption" è la Nigeria, sotto forma di atti di sabotaggio, furti, 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 possibili rischi di sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia ma anche in altri Paesi, dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni più o meno prolungate delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi in dipendenza della gravità di tali sviluppi come potrebbero essere conflitti interni, tensioni sociali, violenza, atti di guerra 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 2018-2021 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 interruzioni delle attività produttive per periodi rilevanti.

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 71 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 imprevedibile, 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.

SANCTION TARGET

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli emessi da Autorità UE e USA con riferimento alla crisi Russia, Ucraina e Venezuela.

Per quanto riguarda il primo, le attività maggiormente interessate sono quelle dell'area upstream condotte in Russia e/o con partner russi colpiti da misure restrittive settoriali. Eni ha adottato tutte le misure necessarie per garantire che dette attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, continuando peraltro a monitorare l'evoluzione del quadro sanzionatorio e le modalità di concreta applicazione dello stesso per adattare su base ongoing

83192/690



le proprie attività. È possibile, a tale riguardo, che il recente insoprimento, lo scorso agosto 2017, delle sanzioni statunitensi ad opera del Countering America's Adversaries Through Sanctions Act (in breve "CAATSA") possa determinare la perdita di opportunità di business in area upstream, così come il probabile rallentamento o congelamento dell'avanzamento di alcuni progetti di esplorazione già avviati in territorio russo.

Per quanto riguarda il Venezuela, sono state pubblicate di recente, sia sanzioni USA sia UE. In particolare, le sanzioni USA sono orientate, principalmente, a colpire le fonti di finanziamento per il governo venezuelano, PDVSA o soggetti dagli stessi controllati, tramite, tra l'altro, il divieto di compiere transazioni relative a "new equity" e "new debt" superiori a determinate scadenze. Tali sanzioni hanno effetti diretti limitati su Eni che tuttavia ne risente l'effetto che determinano nel deterioramento della situazione finanziaria del Paese.

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

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

L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità d'idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. I livelli futuri di produzione Eni dipendono intrinsecamente dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

L'attività upstream è esposta per sua natura ai rischi operativi di eventi dannosi con potenziale impatto a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti, nonché dei beni di proprietà della società. Considerata l'instabilità degli idrocarburi e la complessità delle operazioni di giacimento, Eni è esposta al rischio di incidenti quali fuoriuscite d'idrocarburi, esplosioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperatura nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi di gravità tale da poter causare potenzialmente perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento e altre ricadute e conseguentemente oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni e flusso di dividendi).

Tali rischi sono particolarmente avvertiti nelle operazioni nell'offshore profondo e ultra profondo (deep offshore), per la ricerca e sfruttamento di idrocarburi liquidi per le quali è oggettivamente più difficile intervenire in caso di incidenti, in modo speciale

in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio, il Mar Nero e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo d'idrocarburi.

Nel 2017 Eni ha derivato circa il 53% 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. Il processo di sviluppo successivo alla scoperta si estende in genere per un periodo di vari anni, che comprende la verifica della fattibilità economico-tecnica del progetto, la definizione degli accordi commerciali con i partner industriali dell'iniziativa compresa la first party di Stato, l'ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato a un determinato schema di sviluppo delle riserve, l'ottenimento dei finanziamenti, la fase di 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 complessiva.

Considerato il lungo intervallo temporale che intercorre quasi sempre 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 e produzione. Le condizioni esterne rappresentano un fattore di rischio aggiuntivo, considerato che Eni è impegnata nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti sensibili (ad esempio Artico, Mar Caspio, Golfo del Messico, Mare del Nord, Mozambico e altri), dove i fattori ambientali e climatici possono incidere sulla programmazione ed esecuzione delle attività realizzative, mentre la necessità di adottare i sistemi più avanzati di monitoraggio e di tutela ambientale può comportare la dilatazione dei tempi di sviluppo e un corrispondente aumento dei costi. 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 fasatura dei progetti di sviluppo, 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 gestionali finalizzati a mitigare per quanto possibile il rischio di blow-out. Nell'ottica di aumentare ulteriormente il controllo su tali attività,

Dne

83192/69

da quest'anno è stato ridefinito il metodo per la classificazione dei pozzi complessi, attraverso la nuova definizione di un nuovo indicatore di rischio (detta WCER- Well Complexity & Economic Risk), che si applica ai pozzi operati e non operati, basato sulla complessità tecnica dei pozzi e sulla potenziale esposizione economica in caso di blow-out. La Società 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 tecnologie e procedure avanzate di controllo e monitoraggio, inclusa 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.

La Società esercita inoltre, sulle attività non operate, un puntuale controllo sui programmi di perforazione e di completamento dei pozzi a maggior complessità.

Questo rischio è in parte mitigato dalla qualità del portafoglio operativo Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi (elevata pressione/temperatura). In particolare Eni prevede un'incidenza del 26% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio.

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 42% circa rispetto ai livelli correnti a circa 4,4 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.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HS&E

Le attività industriali Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti, gas, GNL e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura a rischi operativi con potenziali conseguenze dannose per le persone, per l'ambiente e per la proprietà. Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, collisioni navali, eventi atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche catastrofiche quali esplosioni, incendi, fuoruscite di greggio e gas (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture, rilascio di contaminanti, 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, di operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blow-out, spegnimento di incendi occorsi a raffinerie e complessi petrolchimici o pipeline. Per questi motivi le attività del settore

petrolifero 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 impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando 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 corrente 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. L'accadimento di incidenti e altri eventi dannosi sopra descritti potrebbe assumere proporzioni anche catastrofiche, ed avere impatti potenzialmente rilevanti sulla gestione Eni, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive e sulla reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (in termini di impatti sul corso dell'azione Eni e sul flusso dei dividendi).

Le leggi ambientali prevedono che il responsabile dell'inquinamento, sia esso residuo dall'attività industriale o 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. In tale ambito si registra l'interruzione dell'attività petrolifera presso il Centro Olio Val d'Agri ("COVA"), protrattasi per un intero trimestre (18 aprile-18 luglio), che è stata disposta da un provvedimento amministrativo dell'Ente territoriale Regione Basilicata motivato dal rinvenimento di tracce di idrocarburi nelle aree antistanti il COVA. Nonostante la tempestività e l'efficacia delle misure di MISE – Messa In Sicurezza di Emergenza – attuate da Eni, la ferma del COVA ha avuto un impatto non trascurabile sui risultati 2017 di Eni; ulteriori provvedimenti relativi a parti del processo produttivo (water reinjection) hanno rallentato ulteriormente la produzione.

L'interruzione dell'attività è avvenuta anche per la piattaforma Goliat nel Mare di Barents. La Petroleum Safety Authority (Psa) norvegese, il 6 ottobre ha ordinato uno stop della produzione del giacimento, che ha registrato una serie di incidenti legati a difetti dei motori elettrici. Successivamente la Psa ha richiesto di presentare un piano dettagliato sulla gestione del risk management e delle riparazioni del giacimento Goliat.

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; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinan-

83192/692



ti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestione di tali siti, non si può escludere che possa ancora incorrere in tali passività ambientali.

In alcuni casi Eni è parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica, disastro 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. Con riferimento a diversi di questi siti inattivi Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri), attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare gli interventi di bonifica e a rimediare al danno ambientale in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. 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 relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrato.

È ancora possibile che in futuro possano essere rilevate passività addizionali in relazione ai risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, e all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso e ad altri fattori di rischio.

Syndial, preposta da Eni al presidio di tali tematiche, ne dà attuazione anche attraverso lo sviluppo di tecniche proprietarie e di un approccio sostenibile alla bonifica.

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 nuova 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 una ade-

guata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili. Il rispetto della biodiversità, la salvaguardia dei servizi ecosistematici e l'uso efficiente e sostenibile delle risorse naturali costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze a operare.

A livello internazionale, dopo l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi e del successivo inizio del dibattito in Europa del cosiddetto "Clean Energy Package for all Europeans" a fine 2016, si sono susseguiti i dibattiti in seno alla Commissione UE sugli emendamenti alle normative in vigore per convergere all'obiettivo di limitare l'aumento della temperatura globale al di sotto di 2 °C per evitare cambiamenti climatici pericolosi – per l'approfondimento si rimanda alla sezione "Rischi connessi al cambiamento climatico".

In tema di energia e ambiente, come detto, vi è stato un lungo ed articolato dibattito sul pacchetto legislativo "Energia Pulita per tutti gli Europei". Questo pacchetto mirato a dare impulso alla trasformazione del mercato europeo dell'energia verso l'energia pulita modernizzando l'economia europea, si articola su 4 ambiti (mercato elettrico, fonti rinnovabili, efficienza energetica, governance). Il pacchetto presenta tra le proposte legislative: la proposta di revisione della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica e la proposta di revisione della Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili.

L'accordo in commissione è stato trovato solo a fine anno (seduta del 18 dicembre del consiglio UE) su tutti gli ambiti. Le proposte sono state portate al voto nella successiva sessione plenaria del Parlamento Europeo del 17/01/2018. L'iter dovrà poi concludersi con il voto in Consiglio.

Per la direttiva sull'efficienza energetica la proposta prevede l'obiettivo vincolante di risparmio energetico al 2030 che salga al valore minimo di 35% a livello europeo ma senza target nazionali vincolanti. In linea con l'attuale quadro gli stati membri dovrebbero conseguire un risparmio addizionale annuale pari a 1,5%. Ciò ridimensiona l'iniziale proposta della Commissione di un valore pari al 40%.

La proposta di revisione della direttiva sulle energie rinnovabili prevedrebbe un valore obiettivo al 2030 del 35% di quota nel mix energetico per gli usi finali (35% nella proposta del Parlamento Europeo; 27% nella proposta del Consiglio) e un obiettivo nel settore dei trasporti (12% nella proposta del Parlamento Europeo; 14% nella proposta del Consiglio). In ambito biocarburanti sarebbe previsto un limite massimo per quelli di prima generazione, che nelle varie proposte in discussione potrebbe mantenersi al 7% nei trasporti, ovvero prevedere una traiettoria di riduzione, ovvero richiedere di mantenere i livelli del 2017.

Nella proposta del Parlamento Europeo (votazione del 17 gennaio 2018) è stata inserita anche una limitazione sull'utilizzo dell'olio di palma dal 2021, mentre tale limitazione non compare nella proposta del Consiglio né in quella della Commissione Europea. Consiglio, Parlamento e Commissione saranno chiamati a trovare una posizione di compromesso. Per i biofuel di seconda generazione gli obiettivi sarebbero del 1,5% al 2021 e del 10% al 2030.

Questi obiettivi, una volta definiti, dovranno essere armonizzati con quanto già varato a livello italiano della SEN a novembre 2017.



83192/693

La strategia infatti prevede che le rinnovabili entro il 2030 raggiungano una quota pari al 28% dei consumi di cui il 55% fonti rinnovabili elettriche, 30% termiche e 21% nei trasporti. Eni, già dal 2015 è impegnata nella produzione di biocarburanti. Nell'ambito della riconversione in bioraffinerie degli impianti di Marghera e Gela (il cui avvio è previsto nel 2018), ha impiegato la tecnologia Ecofining di proprietà Eni che assicura una flessibilità nella gestione dei feedstock in ingresso ed è già orientata alla produzione di biocarburanti di seconda generazione (es. UCO).

Secondo un'analisi condotta dal World Economic Forum nel 2017 (The Global Risk Report 2018), il rischio idrico viene identificato tra i cinque fattori con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 10 anni. 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 ancora 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. Sebbene solo il 5% dei prelievi di acqua dolce in Eni si collochino in aree a stress idrico, i prelievi di UPS sono localizzati per oltre il 50% (per il 78% secondo la classificazione FAO) in Paesi a stress idrico, rendendo elevata l'esposizione del business al rischio idrico, come peraltro rilevato dall'analisi del CDP(2016). 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. Particolare attenzione sarà dedicata alla gestione delle acque di strato non reiniettabili presso il COVA di Viggiano, attualmente esitate su autobotte, ricercando soluzioni volte al recupero/riutilizzo in un'ottica di economia circolare ed uso efficiente delle risorse.

Dal 1° gennaio 2017 entrano 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 alla fine del 2016 hanno ottenuto la deroga dal Ministero dell'Ambiente nell'ambito dei rispettivi procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle nuove BAT (Best Available Techniques) di settore per tutte le raffinerie italiane.

Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto MATTM n. 141 del 26/05/2016 per la determinazione delle garanzie

finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.

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. Sempre nell'ambito della direttiva sulle emissioni industriali (IED - 2010/75/UE), dal 1° gennaio 2017 sono entrati in vigore i limiti emissivi per i grandi impianti di combustione e a tale riguardo le raffinerie Eni hanno ottenuto la deroga dal Ministero dell'Ambiente nell'ambito dei rispettivi procedimenti di riesame AIA avviati a dicembre del 2016 e tuttora in corso per recepire i requisiti delle BAT di settore pubblicate a ottobre 2014 (DEC 738/2014/UE).

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.

Il 22 novembre 2017 la Commissione Europea ha aggiornato le Linee Guida (LG) 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, 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 gasificazione e liquefazione, le centrali termiche e gli altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW. 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).

83192/696



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.

Alla fine del 2017 le istituzioni comunitarie sono convenute a un accordo sulle proposte di direttiva incluse nel Pacchetto Economia Circolare della Commissione Europea. Queste, una volta approvate, effettueranno 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.

Nel 2016 l'UE 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 dovrà 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.

Nel 2017 la Commissione Europea ha avviato la procedura di infrazione contro l'Italia per la violazione della Direttiva 2008/50/CE che fissa dei valori limite di qualità dell'aria.

In risposta il Mattm ha aggiornato i metodi di riferimento per la misurazione di taluni inquinanti implementando il D.Lgs.155/2010 sulla qualità dell'aria in recepimento della Direttiva 2015/1480/UE. Il DM 26 gennaio 2017 in vigore dal 9 febbraio aggiorna gli allegati tecnici del D.Lgs.155/2010 recependo le indicazioni europee. In particolare viene completamente sostituito l'allegato VI al D.Lgs.155/2010 aggiornando i metodi di riferimento per la misurazione di alcuni inquinanti, con speciale attenzione al particolato. Inoltre nel 2017 il Mattm e le regioni padane hanno sottoscritto il Nuovo Accordo di bacino padano per l'attuazione di misure congiunte per il miglioramento della qualità dell'aria (in vigore dal 1° ottobre 2017).

Il Parlamento UE 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 contrattisti. 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 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 dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. 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'impatto di tale adeguamento comporterà 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 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 della sicurezza di processo (downstream) o dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo (upstream); e (v) audit per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti). Nel settore della sicurezza di processo e sull'asset integrity, oltre che attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica dedicati, Eni ha sviluppato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali in corso di implementazione presso le aree operative. La nuova Norma ISO 14001:2015 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 dalle unità di business a livello di sito con una propria organizzazione che prevede, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi

Pa

83192/695

Eni che supporta le unità di business e le società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Nel 2017 la Commissione Europea ha allineato il regolamento EMAS (il regolamento 1221/2009/CE) alla nuova edizione della Norma ISO 14001. Il nuovo regolamento EMAS (2017/1505/UE) è entrato in vigore il 18 settembre 2017. Inoltre, con la decisione 2017/2285 la Commissione UE ha adottato la modifica delle Linee Guida per l'utente che illustrano le misure necessarie per aderire a EMAS.

Eni è impegnata quotidianamente nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia all'estero sia in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti e dove si riportano gli spill operativi. 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 IDEAS (Innovative Drones for Asset Integrity, Environment, Safety) e BEC Sesam (mappe di sensitività ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) al fine di individuare le aree maggiormente critiche.

Anche in Italia si registrano effrazioni sulla rete downstream che, in aumento a partire dall'autunno 2013, hanno raggiunto il picco nel 2015 e sono state progressivamente contrastate attraverso l'installazione a tappeto del dispositivo proprietario eVPMs (Eni vibroacoustic pipeline monitoring system). In tal senso sono stati sperimentati positivamente, sistemi che permettono 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 contenimento e di riparazione (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni"). In fase di ricerca sulle stesse tematiche è anche l'applicazione di tecnologie di videosorveglianza evoluta. È prevista inoltre l'evoluzione del sistema eVPMs (progetto eVPMs-TIP) al fine di rilevare le vibrazioni da scavo nel terreno e conseguentemente riuscire ad intervenire preventivamente all'effrazione del tubo.

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 quest'ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1.250 milioni per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping 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. Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa. Eni partecipa attivamente al Joint Industry Project, promosso da OGP e IPIECA, in collaborazione con altre oil companies (rinnovato impegno con il 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 versato a mare; ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events) provvederà a validare e industrializzare un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua, in prossimità della testa pozzo sottomarina così come il progetto Blow Stop sviluppa una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

RISCHI E INCERTEZZE ASSOCIAZI CON IL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE EUROPEO DEL GAS

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono deboli a causa dell'eccesso di offerta, alimentato dalla crescente disponibilità di GNL su scala globale, e della modesta dinamica della domanda, penalizzata dalla competizione da altre fonti energetiche, in particolare dallo sviluppo delle rinnovabili e dall'economia del carbone, in un quadro di incertezza istituzionale a livello EU sul tema del ruolo del gas nel mix energetico complessivo. Tra il 2018 e il 2021 si prevede una sostanziale stabilità della domanda gas in Italia e in Europa. L'aumento dei consumi nel settore termoelettrico, calmierato dalla crescita delle rinnovabili, sarà compensato da una riduzione dei consumi nei settori finali, a causa degli interventi di efficienza energetica prevalentemente concentrata nel segmento civile.

Considerato il difficile scenario competitivo del settore gas, il management ha periodicamente rinegoziato il prezzo e le condizioni di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term che prevedono clausole di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).

Per effetto del round di rinegoziazioni finalizzate tra il 2013 e 2017, il portafoglio di approvvigionamento Eni è attualmente correlato per circa il 90% alle quotazioni hub in luogo delle preceden-

83192/696



ti formule oil-linked, riducendo il rischio commodity derivante dal diverso mix di indicizzazione tra prezzi di vendita hub-related e i costi d'acquisto.

Il management prevede che nel prossimo quadriennio, il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e il permanere di offerta abbondante, determinerà una notevole pressione competitiva. In particolare i risultati del business wholesale sono esposti alla volatilità del differenziale tra quotazioni spot presso gli hub europei, alle quali è indicizzato la maggior parte del gas approvvigionato, e il prezzo spot all'hub virtuale italiano (PSV), principale riferimento dei prezzi di vendita Eni. In tale scenario il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ridurre i vincoli di prelievo.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione, sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna contro parte 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.

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. Grazie agli esiti delle rinegoziazioni e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di recuperare una parte significativa dei volumi di gas prepagati nel corso del downturn del settore gas a causa dell'obbligo take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo

patrimoniale da un massimo di €2,4 miliardi a fine 2012 a €0,2 miliardi alla data della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il management ritiene che i volumi di gas prepagati residui saranno completamente ritirati entro l'orizzonte di piano, nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

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 (cosiddetto "servizio di tutela").

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.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 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 parimenti con la Delibera 447/2013/R/GAS, fra gli strumenti compensativi per gli operatori titolari di contratti di lungo termine, un meccanismo facoltativo "per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine" (APR - ammontare pro-rinegoziazione), che ha esplicato i suoi effetti sui tre anni termici 2014/2016.

L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata fino al 30 settembre 2018, mentre un fattore di rischio è relativo al possibile 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» ha infatti fissato per il 1° luglio 2019 la fine del regime di tutela di prezzo per l'energia elettrica e il gas. La legge 124/17 prevede un periodo di sei mesi di monitoraggio e implementazione regolatoria per verificare e garantire le pre-condizioni di liberalizzazione dei mercati del gas e dell'elettricità. L'obiettivo è 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 - sulla base degli atti implementativi a cura di ARERA – è 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. Sulla base delle risultanze del citato monitoraggio ed adeguamento regolatorio, la legge rinvia la definizione delle modalità di gestione della fine della tutela ad un decreto successivo del Ministro dello Sviluppo Economico. Nell'ambito delle tariffe di trasporto gas, sono in corso sviluppi della regolazione in Italia,

No

83192/697

dal momento che l'Autorità di regolazione ha avviato nel 2017 un processo di revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori.

Sono allo studio i criteri di determinazione delle tariffe di trasporto e di recupero dei costi dei trasportatori per il prossimo periodo di regolazione (2020-2023); tuttavia, gli impatti per Eni di tale evoluzione andranno considerati alla luce del fatto che, dopo il 2019, vengano meno gli attuali contratti pluriennali ship-or-pay sulle capacità di entry nel sistema nazionale e che, per effetto di un recente provvedimento dell'Autorità di regolazione, è già in essere la possibilità, a decorrere dall'anno termico 2017-2018, di differire nel tempo, entro i tre anni successivi alla scadenza contrattuale, l'utilizzo delle capacità di trasporto pluriennali contrattualizzate in corrispondenza degli stessi punti di entry (c.d. "reshuffling"), con effetti economici positivi sulle capacità solo parzialmente utilizzate.

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 rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) inaccuratezza delle stime 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 CLIMATICO

La crescente sensibilità della società civile e dei governi di tutto il mondo al tema del cambiamento climatico, potrebbe generare per un'azienda come Eni, che ricerca, sviluppa e commercializza idrocarburi, rischi operativi e finanziari a breve, medio e lungo termine. A breve-medio termine il management prevede un incremento dei costi operativi e d'investimento in ottemperanza a leggi sempre più severe in campo ambientale, finalizzate a ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG), considerati dalla comunità scientifica la principale causa del cambiamento climatico. Il rischio di lungo termine è la possibilità che provvedimenti normativi su larga scala in tema di riduzione delle emissioni, accompagnati da breakthrough tecnologici, comportino modifiche strutturali nel mix energetico globale e modifiche nell'ambiente operativo. Inoltre vi sono rischi

fisici e reputazionali connessi al cambiamento climatico. Il verificarsi di tali rischi potrebbe avere conseguenze negative rilevanti per il business e le prospettive di Eni, i risultati economico-finanziari e i ritorni per l'azionista.

In aggiunta a quelli esistenti, la probabile adozione in futuro di strumenti normativi e di nuove leggi a livello locale, regionale, statale o nella forma di accordi inter-governativi a livello globale, aventi l'obiettivo di contenere le emissioni di gas a effetto serra (GHG) potrebbe avere una ricaduta negativa sul consumo potenziale di combustibili fossili. Tra questi provvedimenti rientrano i meccanismi fiscali di carbon pricing, già adottati in alcuni Paesi/zona di libero scambio¹, considerati una soluzione efficace dal punto di vista economico ai fini del contenimento delle emissioni di CO₂ minimizzando il costo per la collettività. È ipotizzabile un'adozione su larga scala del meccanismo del carbon pricing, con la conseguenza che una quota crescente delle emissioni di GHG di Eni sarà sottoposta a tale regolamentazione. Attualmente circa il 50% delle emissioni dirette GHG di Eni sono assoggettate al regime di Emission Trading Scheme 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. Nel 2017 Eni ha sostenuto i costi di acquisto dei permessi di emissione relativi a circa 11 milioni di tonnellate di CO₂. In alcuni ambiti operativi l'Azienda è soggetta a veri e propri meccanismi di carbon pricing (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. I governi potrebbero adottare ulteriori misure normative che impongano alle imprese di dotarsi di sistemi di controllo, monitoraggio e riduzione delle emissioni con conseguente aumento dei costi operativi e degli investimenti di compliance. Ad esempio nel settore upstream, i governi potrebbero introdurre misure normative per la riduzione delle emissioni fuggitive di metano o imporre l'azzeramento del gas bruciato in fiaccola o disperso in atmosfera (gas flaring o venting); questo comporterebbe maggiori investimenti e maggiori costi dei progetti upstream. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la compagnia prevede di ottenere dalle iniziative pianificate, finalizzate a rendere più sostenibile il proprio modello di business, quali ad esempio i progetti di valorizzazione del flaring gas, il piano volontario di azzeramento al 2025 delle emissioni fuggitive di metano e altre iniziative di carbon management per la cui descrizione, compresi i target identificati, si rinvia al paragrafo "Cambiamento Climatico" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (DNF).

L'adozione di politiche ambientali sempre più severe per il contenimento delle emissioni GHG a livello regionale, nazionale e internazionale (comprese nuove politiche di assegnazione di concessioni e permessi per lo svolgimento delle attività upstream) potrebbero determinare nel lungo termine il declino della domanda globale di idrocarburi e della produzione. Inoltre breakthrough tecnologici nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili e nell'efficienza dei veicoli elettrici (EV - electric vehicles) potrebbero comportare lo spiazzamento degli idrocarburi. Poiché il business Eni dipende dal livello globale della domanda di idrocarburi, nello scenario in cui le leggi esistenti o

(1) Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale coprono il 13% delle emissioni mondiali di GHG. Con l'ingresso della Cina dal 2017 la % sale al 23.

83192/698

quelle future in materia di riduzione delle emissioni, breakthrough tecnologici nel settore delle rinnovabili o adozione di massa degli EV determinassero la contrazione della domanda petrolifera, si potrebbero verificare conseguenze negative rilevanti sui risultati, la liquidità e le prospettive di business di Eni, compreso l'andamento del titolo.

Il rischio fisico è legato al verificarsi di fenomeni metereologici estremi quali uragani, inondazioni, monsoni, siccità, innalzamento del livello dei mari, la cui crescente frequenza e intensità sono correlate da parte della comunità scientifica al fenomeno del global warming. Tali eventi potrebbero causare interruzioni delle nostre attività con perdita di output, di ricavi e danni rilevanti alle proprietà. Questi rischi si sono verificati nel recente passato e con tutta probabilità continueranno a verificarsi nel futuro. Inoltre, fenomeni metereologici estremi prolungati nel tempo, potrebbero causare il rischio sistematico di contrazione del PIL mondiale con ricadute dirette sulla domanda energetica. In funzione della localizzazione geografica, eventi metereologici 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.

Infine, il rischio reputazionale è legato alla percezione da parte delle istituzioni e dalla comunità civile, che le società petrolifere siano i principali responsabili del cambiamento climatico. Questo potrebbe comportare una minore attrattività delle azioni Eni, in particolare da parte dei fondi e degli investitori che valutano il profilo di rischio ESG nelle loro decisioni di investimento.

Il business upstream è l'elemento principale di creazione di valore delle compagnie petrolifere; tuttavia rappresenta la fonte più significativa di emissioni GHG, che possono insorgere a causa di:

- attività di perforazione;
- gas flaring o venting;
- fugitive e perdite di metano;
- perdite nella liquefazione;
- modifiche dell'ecosistema derivanti dalle operazioni di produzione (ad esempio disboscamenti);
- complessità della produzione;
- complessità dei processi.

Gli altri business Eni, concentrati principalmente in Europa, fanno parte del sistema ETS europeo. 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. Le altre raffinerie Eni hanno un valore di libro marginale rispetto al totale dell'attivo fisso di Eni e sostengono correntemente costi elevati per il controllo e la riduzione delle emissioni. È prevedibile che uno scenario low carbon possa sostenere la redditività dei biocarburanti; tuttavia il management dovrà considerare l'evoluzione delle normative in materia, tra cui la nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED II che entrerà in vigore dal 2021), che definirà i feedstock che potranno essere utilizzati per produrre biocarburanti, privilegiando progressivamente quelli non in competizione con la filiera alimentare. Ciò potrebbe comportare il phase-out dell'olio di palma, che ad oggi alimenta le bioraffinerie

Eni, con la necessità di sostenere eventuali costi di adeguamento impiantistico.

Analoghe considerazioni 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 feedstock vegetali.

L'auspicato processo di sostituzione del carbone con il gas naturale nella produzione di energia elettrica dovrebbe infine sostenere la redditività del settore G&P di Eni grazie all'ampia disponibilità di gas e GNL assicurati dai contratti di approvvigionamento long-term e dalle produzioni equity provenienti dai grandi long-life projects E&P in Mozambico e in Egitto, nonché alla significativa presenza nel settore della generazione di energia elettrica da gas.

La strategia di risposta Eni ai rischi connessi al climate change è articolata su tre linee d'azione:

- aumentare l'incidenza delle riserve gas sul totale delle riserve d'idrocarburi in portafoglio;
- miglioramento continuo dell'efficienza energetica nelle operations e riduzione delle emissioni dirette di GHG;
- sviluppo per linee organiche e in sinergia con gli asset esistenti del business delle rinnovabili.

Tale strategia è stata disegnata dal Consiglio di Amministrazione della Società. Per maggiori informazioni sulla strategia Eni di adattamento allo scenario low carbon, dei processi interni di governance e risk management nonché le assunzioni di scenario si rinvia al capitolo dedicato all'interno della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (pag. 106).

Il management Eni ritiene che l'implementazione di tali direttive potrà aumentare la resilienza dell'Azienda e la sua capacità di adattamento al futuro scenario low carbon, riducendo i prevedibili maggiori costi della compliance, il rischio di riserve "stranded"⁽²⁾, 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 portfolio di asset e di nuovi investimenti oil&gas di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regulatori in materia di emissioni e alle condizioni fisiche di conduzione delle operations.

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 CO₂ di Eni; (ii) assunzioni di prezzo degli idrocarburi e costo CO₂ utilizzati nello scenario IEA SDS (v. di seguito). Tale analisi di sensitività è eseguita sia in sede di FID sia in sede di monitoraggio dei progetti. L'analisi condotta a fine 2017 ha evidenziato effetti marginali sui tassi interni di rendimento del portafoglio progetti Eni.

La resilienza del portafoglio è valutata sulla base dello scenario IEA SDS in quanto elaborato con la finalità di fornire un benchmark ai fini della misurazione del progresso verso un futuro energetico più sostenibile. Per la prima volta tale scenario integra i Sustainable Developments Goals: la lotta al cambiamento cli-

(2) Stranded reserves: riserve con elevato break-even o relative a prodotti a rischio sostituzione, quindi con domanda declinante.

83192 | 699

matico, il conseguimento dell'accesso universale all'energia e il miglioramento della qualità dell'aria. Lo scenario IEA SDS disegna un percorso di decarbonizzazione coerente con gli obiettivi di Parigi e che traguarda il conseguimento dell'accesso universale all'energia nel 2030 e una forte riduzione dei decessi prematuri da inquinamento atmosferico entro il 2040.

Nello scenario IEA SDS, che prevede che la domanda di petrolio raggiunga un picco intorno al 2020, il prezzo del petrolio ha un trend sostanzialmente allineato a quello dello scenario Eni, mentre i prezzi del gas sono superiori di oltre il 15% rispetto allo scenario Eni. Il prezzo della CO₂ registra un trend in forte crescita atto a favorire la penetrazione delle tecnologie low carbon e in termini reali al 2040 arriva fino a 140\$/t, attestandosi nel medio lungo su livelli superiori alle assunzioni Eni.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività adottando lo scenario IEA SDS la tenuta del valore di libro di tutte le CGU del settore E&P soggetto a impairment test ai sensi dello IAS 36. Tale stress test evidenzia la sostanziale tenuta dei valori di libro degli asset Eni con una riduzione dell'ordine del 4% del fair value degli asset oil&gas dovuta all'effetto del costo della CO₂.

Per ridurre il rischio di revisioni negative della resource base alla categoria stranded, Eni ha progressivamente ridotto il break-even dei progetti oil&gas attraverso l'ottimizzazione del portafoglio assets con forte incidenza del gas convenzionale, l'esplorazione near field e il miglioramento dell'efficienza nello sviluppo. Per maggiori informazioni v. la sezione "Scenario e Strategia".

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

83192/feo

Le previsioni del management sulle principali metriche dei business Eni e sui kpi finanziari sono illustrati nella sezione "Scenario e strategia" della presente Relazione sulla gestione, alla quale si rinvia.

Di seguito sono evidenziate le previsioni per il 2018 su produzioni e vendite:

EXPLORATION & PRODUCTION

Produzione di Idrocarburi: crescita attesa al 4% per effetto del ramp-up degli avvii 2017, in particolare in Egitto, Angola e Indonesia, degli avvii di fasi satelliti di grandi giacimenti in produzione (Libia, Angola e Ghana) e delle operazioni di portafoglio.

GAS & POWER

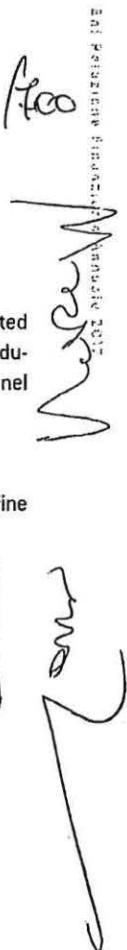
Consolidamento della redditività: atteso utile operativo adjusted a €0,3 miliardi, grazie a nuove azioni sui contratti long-term, riduzione costi logistica e sinergie da integrazione con upstream nel business GNL.

REFINING & MARKETING

Previsto margine di raffinazione di break-even a circa 3 \$/barile a fine 2018 grazie a nuove ottimizzazioni supply e assetti.

GRUPPO

Previsti investimenti di €7,7 miliardi al cambio €/\$ di 1,17.



83192/for

DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO

ai sensi del D.Lgs. 254/2016

| Introduzione

La Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF) 2017 di Eni è stata redatta articolando l'informativa sulle tre leve del modello di business integrato di Eni (Percorso di decarbonizzazione, Modello operativo e Modello di cooperazione) il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder, coniugando solidità finanziaria con sostenibilità sociale e ambientale.

La DNF fornisce un'informativa integrata sulle tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 (Decreto), anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione o ad altri documenti societari redatti in adempimento alla normativa vigente (Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari^[1]), qualora le informazioni siano già in essi contenute o per ulteriori approfondimenti.

In particolare:

- il modello aziendale di gestione e organizzazione è illustrato all'interno della Relazione sulla Gestione nel paragrafo "Modello di business", dove sono evidenziate le principali caratteristiche dei modelli organizzativi e di gestione di Eni per i seguenti temi: ambiente, clima, persone, salute e sicurezza, diritti umani, catena di fornitura, trasparenza e lotta alla corruzione, sociali, ricerca e sviluppo;
- la gestione dei rischi, attuata attraverso il Modello di Risk Management Integrato (RMI), è descritta nei paragrafi della Relazione sulla Gestione: (i)"Risk Management Integrato" in cui viene descritto il modello di RMI, i livelli di controllo, il processo e relativa governance, l'integrazione delle tematiche di sostenibilità, e le principali attività del 2017; (ii)"Obiettivi, rischi e azioni di trattamento" in cui sono riportati i Top Risk per Eni e le principali azioni messe in atto dalla compagnia per mitigare i rischi; (iii)"Fattori di rischio e incertezza" in cui vengono descritti con maggior dettaglio i principali rischi non finanziari, i possibili impatti e le azioni di trattamento;
- le politiche aziendali sono descritte all'interno della Dichiarazione di carattere non finanziario nel paragrafo "Principali strumenti normativi

Eni relativi ai temi socio-ambientali definiti dal D.Lgs. 254/2016" in cui è rappresentata una sintesi dei principali impegni pubblici che Eni si è data. Eni si è dotata di un sistema normativo composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo (Policy e Management System Guideline - MSG) e da strumenti che definiscono le modalità operative con cui devono essere svolte le attività (procedure e istruzioni operative). Le Policy, approvate dal Consiglio di Amministrazione, definiscono i principi e le regole generali di comportamento inderogabili che devono ispirare le attività svolte da Eni. Le MSG rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni per la gestione dei processi operativi, di supporto al business e dei processi trasversali di compliance e di governance, e includono aspetti di sostenibilità;

- le principali performance sono illustrate nei capitoli "Percorso di decarbonizzazione", "Modello operativo" e "Modello di cooperazione" in cui è rappresentata la strategia di Eni sui vari temi trattati, le principali iniziative dell'anno, e nei paragrafi "Metriche e Commenti alle Performance" è riportato il commento ai risultati dell'ultimo triennio. I contenuti del capitolo "Percorso di decarbonizzazione" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board.

In continuità con gli scorsi anni, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche il Report di sostenibilità (Eni For) che continuerà ad essere il documento divulgativo di carattere volontario redatto secondo gli standard GRI e dotato di una propria limited assurance. Tale report approfondisce le tre leve del modello di business integrato e le principali iniziative dell'anno.

Di seguito la 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 in altri documenti societari previsti per legge.

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	PARAGRAFI CONTENUTI NELLA DNF	TEMI E APPROFONDIMENTI NELLA RFA E ALTRI DOCUMENTI 2017
MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE <i>Art. 3.1, comma a)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Percorso di decarbonizzazione, pag. 109-112 • Modello operativo, pag. 113-120 • Modello di cooperazione, pag. 121 	RFA <ul style="list-style-type: none"> ○ Modello di business, pag. 18-19 ○ Governance, pag. 28-31 ○ Temi rilevanti di sostenibilità e prospettiva degli stakeholder, pag. 15-17
POLITICHE <i>Art. 3.1, comma b)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 	RCG <ul style="list-style-type: none"> ▷ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 9-11 ▷ Modello di Corporate Governance, pag. 12-15 ○ Consiglio di Amministrazione: Composizione, pag. 36-41 e Formazione del Consiglio di Amministrazione, pag. 57 ▷ Comitati del Consiglio, pag. 58-67 ▷ Collegio Sindacale, pag. 67-75 ▷ Modello 231, pag. 102-103
MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI <i>Art. 3.1, comma c)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • 	RGA <ul style="list-style-type: none"> ▷ Il Sistema Normativo di Eni, pag. 90-112
		RMA <ul style="list-style-type: none"> ○ Risk Management Integrato, pag. 24-25; Obiettivi, rischi e azioni di trattamento, pag. 26-27; Fattori di rischio e incertezza: Rischio paese, pag. 93-94; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 95-96; Rischio operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 96-100; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 102; Rischio Climatico, pag. 102-104

[1] Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

83192/402

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016		PARAGRAFI CONTENUTI NELLA DNF	TEMI E APPROFONDIMENTI NELLA RFA E ALTRI DOCUMENTI 2017	
	CAMBIAIMENTO CLIMATICO <i>Art. 3.2, comma a)</i> <i>Art. 3.2, comma b)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Percorso di decarbonizzazione (governance, risk management e strategia), pag. 109-112 	RFA	<ul style="list-style-type: none"> ○ Modello di business, pag. 18-19 ○ Risk Management Integrato, pag. 24-27; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 96-100; ○ Rischio climatico, pag. 102-104 ▷ Scenario e strategia, pag. 20-23
			RCG	▷ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 9-11
	PERSONE <i>Art. 3.2, comma d)</i> <i>Art. 3.2, comma c)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Persone (occupazione, diversity, sviluppo, formazione, salute), pag. 113-115 • Sicurezza, pag. 115 	RFA	<ul style="list-style-type: none"> ○ Temi rilevanti di sostenibilità e prospettiva degli stakeholder, pag. 15-17 ○ Modello di business, pag. 18-19 ○ Risk Management Integrato, pag. 24-27; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 95-96; ○ Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 96-100 ○ Governance, pag. 28-31 (La Politica sulla Remunerazione, pag. 31)
	RISPETTO PER L'AMBIENTE <i>Art. 3.2, comma a, b, c)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Rispetto per l'ambiente (economia circolare, acqua, oil spill, biodiversità), pag. 116-117 	RFA	<ul style="list-style-type: none"> ○ Modello di business, pag. 18-19 ○ Risk Management Integrato, pag. 24-27; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 95-96; ○ Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 96-100
	DIRITTI UMANI <i>Art. 3.2, comma e)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Diritti umani (security, formazione, segnalazioni), pag. 118-119 	RFA	<ul style="list-style-type: none"> ○ Modello di business, pag. 18-19
			RCG	▷ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 9-11
	FORNITORI <i>Art. 3.1, comma c)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Fornitori, pag. 119 	RFA	<ul style="list-style-type: none"> ○ Modello di business, pag. 18-19
	TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE <i>Art. 3.2, comma f)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Trasparenza e lotta alla corruzione, pag. 120 	RFA	<ul style="list-style-type: none"> ○ Modello di business, pag. 18-19 ○ Risk Management Integrato, pag. 24-27; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 102
			RCG	▷ Principi e valori. Il Codice Etico, pag. 8; Compliance Program Anti-Corruzione, pag. 103-105
	COMUNITÀ LOCALI <i>Art. 3.2, comma d)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Modello di cooperazione, pag. 121 	RFA	<ul style="list-style-type: none"> ○ Modello di business, pag. 18-19 ○ Risk Management Integrato, pag. 24-27; Rischio Paese, pag. 93-94; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 95-96

83192/103

Principali strumenti normativi Eni relativi ai temi socio-ambientali definiti dal D.Lgs. 254/2016

 PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	 MODELLO OPERATIVO	 MODELLO OPERATIVO
CAMBIAIMENTO CLIMATICO <p>OBIETTIVO Contrastare il cambiamento climatico</p> <p>DOCUMENTI Policy "La sostenibilità", Posizione di Eni sulle biomasse</p> <p>IMPEGNO A:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 climalteranti 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 • approvvigionare olio di palma prodotto esclusivamente in modo sostenibile nel rispetto dell'ambiente, dei requisiti sociali e di sicurezza 	PERSONE, SALUTE E SICUREZZA <p>OBIETTIVO Valorizzare le persone Eni e tutelarne la salute e la sicurezza</p> <p>DOCUMENTI Policy "Le nostre persone", "L'integrità nelle nostre operations"</p> <p>IMPEGNO A:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 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 	RISPETTO PER L'AMBIENTE <p>OBIETTIVO Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici</p> <p>DOCUMENTI Policy "La sostenibilità", "L'integrità nelle nostre operations", "Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici"</p> <p>IMPEGNO A:</p> <ul style="list-style-type: none"> • considerare, nelle valutazioni progettuali e nelle pratiche operative, la presenza di aree protette e rilevanti per la biodiversità • identificare i potenziali impatti sulla biodiversità delle attività operative di Eni e implementare azioni di mitigazione • assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali (cambiamento climatico, BES^(a) e gestione della risorsa idrica) e le questioni sociali tra cui lo sviluppo sostenibile delle comunità locali • favorire un dialogo con gli stakeholder e promuovere la collaborazione con organizzazioni governative e non • promuovere un uso efficiente delle risorse e ridurre le emissioni in aria, acqua e suolo
MODELLO OPERATIVO <p> DIRITTI UMANI</p> <p>OBIETTIVO Tutelare i diritti umani (DU)</p> <p>DOCUMENTI Policy "La sostenibilità", "Le nostre persone", "I nostri partner della catena del valore", "L'integrità nelle nostre operations"; Codice Etico; Linee Guida di Eni per la tutela e promozione dei Diritti Umani</p> <p>IMPEGNO A:</p> <ul style="list-style-type: none"> • rispettare i DU nelle attività e promuoverne il rispetto verso partner e stakeholder • contribuire alla creazione delle condizioni socio-economiche necessarie per l'effettivo godimento dei DU • considerare i temi relativi ai DU sin dalle prime fasi di valutazione di fattibilità dei nuovi progetti e rispettare i diritti peculiari delle popolazioni indigene e dei gruppi vulnerabili • selezionare partner che rispondono ai requisiti di professionalità, etica, onorabilità e trasparenza di Eni, monitorandone nel tempo le performance • minimizzare la necessità di intervento delle forze di sicurezza pubblica e privata per la tutela delle persone e degli asset 	MODELLO OPERATIVO <p> TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE</p> <p>OBIETTIVO Contrastare la corruzione attiva e passiva</p> <p>DOCUMENTI Management System Guideline "Anti-corruzione"; Policy "I nostri partner della catena del valore"</p> <p>IMPEGNO A:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 a 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 interne in tema anti-corruzione 	MODELLO DI COOPERAZIONE <p> COMUNITÀ LOCALI</p> <p>OBIETTIVO Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire al loro sviluppo</p> <p>DOCUMENTI Policy "La sostenibilità"</p> <p>IMPEGNO A:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 • 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

(a) Biodiversità e Servizi Ecosistemici.



PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE

Eni intende giocare un ruolo di leadership nel processo di transizione energetica, sostenendo gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico ed è l'unica azienda tra i peers del settore oil&gas a far parte della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board che a fine giugno 2017 ha pubblicato delle raccomandazioni.

dazioni volontarie per favorire una efficace disclosure delle implicazioni finanziarie legate al cambiamento climatico; in tal senso Eni si sta impegnando in una progressiva implementazione di tali raccomandazioni.

Di seguito una Dashboard che rappresenta i rapporti/documenti in cui sarà possibile trovare le informazioni sul clima sulla base delle quattro aree tematiche oggetto di raccomandazione della TCFD.

RACCOMANDAZIONI TCFD

RFA
Dichiarazione consolidata
di carattere non finanziario

REPORT SOSTENIBILITÀ
[Addendum Eni For]

GOVERNANCE

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

✓
Elementi chiave

✓

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.

✓
Elementi chiave

✓

RISK MANAGEMENT

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

✓
Elementi chiave

✓

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.

✓
Elementi chiave

✓

GOVERNANCE

La strategia di decarbonizzazione Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui il Consiglio di Amministrazione (CdA) e l'Amministratore Delegato (AD) hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico.

L'AD inoltre presiede lo Steering Committee del "Programma Climate Change", un gruppo di lavoro inter-funzionale composto da membri del top management di Eni che ha elaborato una strategia di decarbonizzazione di medio-lungo termine e ne monitora costantemente lo stato di avanzamento. Il piano di incentivazione di breve termine dell'AD attribuisce un peso del 12,5% all'obiettivo di riduzione dell'intensità di emissioni GHG upstream e consente di monitorare annualmente lo stato di avanzamento rispetto al target prefissato di lungo termine; lo stesso obiettivo è a sua volta attribuito al management aziendale in funzione del ruolo di competenza. A conferma dell'attenzione verso i temi afferenti il cambiamento climatico e della chiara strategia di decarbonizzazione intrapresa, nel 2015 è stata costituita una Direzione di business dedicata allo sviluppo di energia rinnovabili (Direzione Energy Solutions) a diretto riporto dell'AD.

Il CdA esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano strategico in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico e alla transizione energetica; su base semestrale è inoltre informato sullo stato di avanzamento dei principali progetti con evidenza dei KPI operativi ed economico-finanziari.

Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, l'AD di Eni siede al vertice della "Oil and Gas Climate Initiative" (OGCI); nel 2014 Eni è stata tra le 5 società fondatrici dell'iniziativa, che oggi conta dieci compagnie in rappresentanza di oltre il 25% della produzione globale di idrocarburi. OGCI attualmente è impegnata 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.

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 2017, in tutti i dodici incontri effettuati dal CSS, sono stati approfonditi aspetti relativi alla strategia di decarbonizzazione, scenari energetici, energie rinnovabili, R&D a supporto della transizione energetica e partnership sul clima.

Dalla seconda metà del 2017, il CdA e l'AD si avvalgono inoltre di un Advisory Board, composto da esperti internazionali, focalizzato anche sulle tematiche relative al processo di decarbonizzazione.

83192/for

11-02-2018
2018
2018
2018

11-02-2018
2018
2018
2018

11-02-2018
2018
2018
2018

83192/705

Eni inoltre è attivamente coinvolta, fin dall'inizio dei suoi lavori, nella **Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD)**, istituita dal Financial Stability Board con l'obiettivo di definire delle raccomandazioni per la disclosure delle aziende in tema di climate change, pubblicate nel corso del 2017. Eni, sulla base delle azioni e delle strategie afferenti il cambiamento climatico, è stata, anche nel 2017, confermata azienda leader dal CDP (ex Carbon Disclosure Project), principale rating indipendente che valuta le compagnie internazionali a maggiore capitalizzazione.

RISK MANAGEMENT

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), tenendo in adeguata considerazione i rischi attuali e prospettici, anche di medio e lungo termine, nell'ambito di una visione organica e complessiva. Il modello mira anche a rafforzare la consapevolezza, a tutti i livelli aziendali, che un'adeguata valutazione e gestione dei rischi incida sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda.

Il processo è attuato secondo un approccio "top-down risk based" che parte dal **contributo alla definizione del Piano Strategico di Eni**, attraverso analisi a supporto della comprensione e della valutazione della propensione al rischio sottostante (es. definizione di specifici obiettivi di de-risking), e prosegue con **Il sostegno alla sua attuazione** attraverso periodici cicli di risk assessment & treatment e monitoraggio. La prioritizzazione dei rischi è effettuata sulla base di matrici multidimensionali che misurano il livello di rischio attraverso la combinazione di cluster di probabilità di accadimento e di impatto.

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. L'analisi è svolta con un approccio integrato e trasversale che coinvolge funzioni specialistiche e aree di business e considera sia aspetti correlati alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia aspetti fisici (fenomeni meteoclimatici estremi/cronici), come descritto nella sezione Strategia.

STRATEGIA

Principali rischi ed opportunità

Il rischio climate change è analizzato considerando i seguenti cinque driver di cui si riportano di seguito le principali risultanze. **Scenario di mercato.** In uno scenario low carbon, come lo IEA SDS² (WEO 2017), il ruolo delle fonti fossili resta centrale nel mix energetico. Il gas naturale, in crescita anche in corrispondenza dello scenario SDS, rappresenta un'opportunità di riposizionamento strategico per le compagnie petrolifere, in virtù della minor intensità carbonica e delle possibilità di integrazione con le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica. Sebbene nello scenario IEA SDS la domanda di olio raggiunga un picco al 2020 e scenda a 75 Mb/g al 2040, 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, determinando impatti sul modello di business aziendale.

Evoluzione normativa. L'adozione di politiche (es. riduzione emissioni, anche da deforestazione; carbon pricing; sviluppo fonti rinnovabili; efficienza energetica; diversificazione produzione elettrica; biocarburanti avanzati; mobilità elettrica; ecc.) atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sul business. L'approccio differenziato per Paese potrebbe essere un vantaggio per lo sviluppo di nuove opportunità di business.

Evoluzione tecnologica. Le tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, nonché delle emissioni fuggitive di metano lungo la filiera produttiva dell'oil&gas, saranno fondamentali per sostenere il ruolo del gas nel mix energetico globale. D'altra parte, l'evoluzione tecnologica nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili e nell'efficienza dei veicoli elettrici potrebbe avere degli impatti sulla domanda di idrocarburi e quindi sul business. La capacità di intercettare prontamente e integrare nel proprio business breakthrough tecnologici giocherà un ruolo chiave per la competitività del business.

Reputazione. L'attenzione crescente sui temi correlati al cambiamento climatico incide negativamente sulla reputazione dell'intero settore oil&gas, percepito come uno dei principali responsabili delle emissioni di GHG, con effetti sulla gestione delle relazioni con i principali stakeholder. La capacità di sviluppare e attuare strategie di adattamento del proprio modello di business ad uno scenario low-carbon, nonché la capacità di comunicarle in maniera trasparente è un'opportunità per migliorare la percezione degli stakeholder.

Rischi fisici. L'intensificarsi di fenomeni meteoclimatici estremi/cronici potrebbe determinare un aumento dei costi (anche assicurativi) per le misure di adattamento e protezione di asset e persone. Gli scenari IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) prevedono che questi effetti fisici si manifestino prevalentemente nel medio-lungo periodo. L'esposizione al rischio è mitigata dai requisiti di progettazione adottati (definiti per resistere a condizioni ambientali estreme) e delle coperture assicurative attivate.

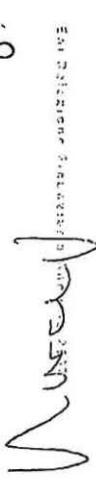
Strategia e obiettivi

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

- **riduzione delle emissioni dirette di GHG;** dal 2014 al 2017 le azioni poste in essere hanno consentito di ridurre l'indice di intensità emissiva GHG del settore upstream del 15%; obiettivo al 2025 è di ridurre tale indice del 43% rispetto al 2014 attraverso progetti volti alla eliminazione del flaring da processo, alla riduzione delle emissioni fuggitive di metano (al 2025: -80% emissioni UPS vs. 2014) ed alla realizzazione di interventi di efficienza energetica; complessivamente gli investimenti a supporto di tali target corrispondono ad una spesa nel 2018-2021 di circa 0,6 miliardi di euro al 100% e con riferimento alle sole attività upstream operate;
- **portafoglio oil&gas "low carbon"** caratterizzato da progetti convenzionali, sviluppati per fasi e a bassa intensità CO₂; i nuovi progetti upstream in esecuzione, che rappresentano circa il 65% del totale investimenti di sviluppo del settore nel

(2) International Energy Agency - Sustainable Development Scenario all'interno del World Energy Outlook 2017.

83192/706



quadriennio 2018-2021, presentano break-even inferiori a 30 \$/bl, quindi resilienti anche in presenza di scenari low carbon. In generale il portafoglio Eni presenta risorse di idrocarburi a maggiore incidenza gas, ponte verso un futuro a ridotte emissioni. Il segmento mid-downstream presenta un'esposizione al rischio cambiamento climatico inferiore in quanto il net book value delle raffinerie e degli impianti petrolchimici tradizionali è trascurabile rispetto alla totalità degli asset del gruppo, mentre risulta in sviluppo la componente green di tali business;

- **Sviluppo del business green** attraverso (i) un impegno crescente nelle energie rinnovabili (potenza installata pari a circa 1.000 MW al 2021); (ii) sviluppo della seconda fase della bioraffineria di Venezia (capacità fino a 560 kton/anno dal 2021) ed il completamento di quella di Gela (capacità fino a 720 kton/anno) entro la fine del 2018; (iii) consolidamento nella Chimica verde, con produzione di biointermedi da olio vegetale a Porto Torres (capacità di 70 kton/anno), studi, sperimentazioni e partnership con altri operatori. Gli investimenti complessivi nel quadriennio 2018-21 sono superiori a 1,8 miliardi di euro, incluse le spese in attività di R&S al servizio del percorso di decarbonizzazione;
- **Impegno in attività di ricerca scientifica e tecnologica (R&S)**, elemento fondamentale per raggiungere la massima efficienza nel processo di decarbonizzazione.

La composizione del portafoglio e la strategia di Eni rendono minimo il rischio di "stranded asset" nel settore upstream; in tal senso il management ha sottoposto ad analisi di sensibilità il valore di libro di tutte le CGU (Cash Generating Unit) del settore upstream, adottando lo scenario IEA SDS; tale stress test ha evidenziato la sostanziale tenuta dei valori di libro degli asset, con una riduzione di circa il 4% del fair value.

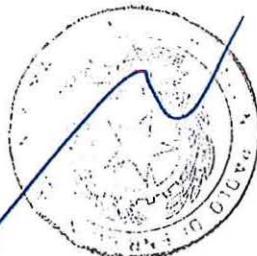
METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Di seguito sono riportate le principali metriche che mostrano i risultati finora conseguiti da Eni in relazione alla strategia di decarbonizzazione.

Nel 2017 tutti gli indici di emissione riferiti alla produzione hanno registrato un miglioramento rispetto al 2016. In particolare, nel settore E&P l'indice di intensità GHG calcolato per unità di idrocarburi lorda prodotta – calcolato su base operata – si è ridotto del 2,7% rispetto all'anno precedente, attestandosi su un valore pari a 0,162 tonCO₂eq/tep; la variazione complessiva

dell'indice rispetto al 2014 è pari al -15%, in linea con l'obiettivo di riduzione del 43% al 2025. Anche negli altri settori l'intensità di emissioni GHG si è ridotta, in particolare l'indice di emissione di Enipower si è ridotto dello 0,8% e quello delle raffinerie del 7%. **Dal 2010 ad oggi le emissioni dirette di Eni calcolate su base operata si sono ridotte del 27%**; tuttavia nell'ultimo anno si è registrato un aumento del 2,5% rispetto al 2016 a causa della crescita delle emissioni da combustione e processo per la maggiore produzione nei settori E&P [in particolare per le attività in Libia e per gli start-up in Ghana, Angola e Indonesia] e G&P [dove sono aumentati sia la produzione di energia elettrica sia i volumi di gas naturale trasportati]. In linea con la propria strategia di decarbonizzazione, nel corso del 2017 Eni ha acquistato ed annullato in proprio favore 680.193 crediti forestali nel mercato internazionale, compensando così circa la metà dell'incremento avvenuto sulle proprie emissioni dirette rispetto al 2016.

Rispetto alle principali sorgenti di emissioni GHG di Eni, dal 2014 ad oggi il volume di idrocarburi inviati a flaring di processo si è ridotto del 7%. Le emissioni da flaring, nonostante Eni nel 2017 abbia investito 29 milioni di euro in interventi di flaring down [in particolare in Nigeria e Libia], sono aumentate nell'ultimo anno, oltre che per i nuovi start-up, anche in seguito al riavvio del campo di Abu Attifel in Libia, rimasto fermo nel 2016 per la difficile situazione del Paese. Le emissioni fuggitive di metano (pari a circa l'80% delle emissioni totali di metano) si sono ridotte nei settori E&P e G&P sia per le attività di manutenzione periodica (cd. campagne LDAR - Leak Detection and Repair) effettuate sui siti già sottoposti a monitoraggio negli anni precedenti sia per l'estensione del censimento a nuovi siti, con miglioramento dell'accuratezza delle stime delle emissioni sulla base dell'effettiva configurazione impiantistica. Gli interventi di efficienza energetica effettuati nel 2017 consentono, a regime, risparmi energetici per circa 300 ktep/anno, pari a una riduzione delle emissioni di circa 0,8 milioni di tonnellate di CO₂eq. Nel 2017 Eni ha investito 9 milioni di euro in progetti di efficienza energetica. Per il 2017 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a 185 milioni di euro, di cui 72 destinati a investimenti relativi al percorso di decarbonizzazione. Tale investimento si riferisce a: energy transition, bioraffinazione, chimica verde, fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica. Nel 2017, la produzione di biocarburanti ha raggiunto il valore di 206 migliaia di tonnellate, massimo storico, con un aumento del 14% sull'anno precedente.



Ne

83192/707

Principali indicatori di performance

			2017		2016		2015	
			Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	42,52	27,04	41,46	26,48	42,32	27,12	
di cui: CO ₂ eq da combustione e da processo		32,65	22,61	31,99	22,64	32,22	23,02	
di cui: CO ₂ eq da flaring		6,83	3,37	5,40	2,49	5,51	2,47	
di cui: CO ₂ eq da metano incombusto e da emissioni fuggitive		1,46	0,84	2,40	1,16	2,79	1,34	
di cui: CO ₂ eq da venting		1,58	0,23	1,67	0,19	1,80	0,30	
Emissioni di GHG/produzione linda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(tonnellate di CO ₂ eq/tep)	0,162	0,176	0,166	0,163	0,177	0,190	
Emissioni di GHG/energia elettrica eq. prodotta (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	395	398	398	402	409	413	
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq/kt)	258	258	278	278	253	253	
Emissioni diffuse e fuggitive di metano UPS	(tonnellate di CH ₄)	38.819	19.413	72.644	30.331	91.416	36.763	
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(MSm ³)	2.283	1.262	1.950	1.112	1.989	1.154	
di cui: di processo		1.556	594	1.530	767	1.564	774	
Consumo di fonti primarie	(milioni di tep)	13,15	9,06	12,52	8,75	12,76	9,02	
Energia primaria acquistata da altre società		0,38	0,33	0,44	0,38	0,38	0,32	
Energia elettrica prodotta da fotovoltaico (EniPower)	MWh	14.720	14.720	13.527	13.527	13.750	13.750	
Consumi energetici da attività produttive/produzione linda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1.487	n.d.	1.711	n.d.	1.595	n.d.	
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica eq. Prodotta (EniPower)	(tep/MWheq)	0,162	0,163	0,163	0,164	0,168	0,169	
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	109,2	109,2	101,7	101,7	100,3	100,3	
Spesa in R&S	(€ milioni)		185		161		176	
di cui: relative alla decarbonizzazione			72		63		-	
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)		27		40		33	
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili			11		12		16	
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)		206		181		179	
Capacità di bioraffinazione	(migliaia di tonnellate/anno)		360		360		360	



MODELLO OPERATIVO

L'eccellenza del Modello operativo di Eni viene perseguita tramite l'impegno costante nella gestione dei rischi e creando opportuni-

tà lungo l'intero ciclo delle attività nel rispetto delle persone, dei diritti umani e dell'ambiente.

| Persone

Per Eni le persone ricoprono un ruolo fondamentale nel raggiungimento dei risultati aziendali, pertanto il capitale umano è valorizzato, presidiando e sviluppando le competenze necessarie per la crescita delle professionalità e dei mestieri, anche attraverso la creazione di un clima aziendale di collaborazione e partecipazione. A tal proposito il driver fondamentale del 2017 è stato la valorizzazione del concetto di squadra rappresentato dal valore del "NOI", per consolidare il già forte senso di appartenenza che contraddistingue le persone Eni e per far sì che tutti siano attori consapevoli del processo di trasformazione dell'azienda in un mercato in continua evoluzione.

Eni considera la diversità una risorsa per creare valore, da salvaguardare e promuovere sia in azienda sia in tutte le relazioni con gli stakeholder. In relazione alle pari opportunità Eni pone particolare attenzione alla scelta dei componenti degli organi di amministrazione delle proprie società controllate, alla promozione di iniziative volte all'attraction a livello nazionale ed internazionale dei talenti femminili, così come allo sviluppo di percorsi di crescita manageriale e professionale per le donne presenti in azienda.

Eni, inoltre, monitora periodicamente, attraverso analisi statistiche, il sostanziale allineamento dei salari della popolazione femminile e maschile a parità di livello di ruolo e anzianità. Effettua anche 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 nei principali Paesi di presenza.

In tale ambito Eni partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali (Progetto Inspiring Girls³, "Manifesto per l'occupazione femminile"⁴ di Valore D, WEF⁵, ERT⁶) con l'obiettivo di arricchire costantemente in un'ottica di parità di genere i propri processi e prassi operative.

Per sviluppare il capitale umano attraverso la valorizzazione delle diversità e il consolidamento di una cultura sempre più inclusiva Eni ha, inoltre, proseguito nel percorso di sviluppo di politiche in favore della tutela della genitorialità e della famiglia, adottando nel 2017 politiche a sostegno della maternità e paternità tese a garantire, in aggiunta agli standard minimi internazionali della Convenzione International Labour Organization, un periodo di congedo di 10 giorni lavorativi retribuiti al 100% ad entrambi i genitori. Inoltre in Italia è stato implementato per i neo genitori con bambini fino ai 3 anni di età, lo smart working, a supporto delle esigenze di conciliazione tra vita lavorativa e familiare. Eni fonda il proprio modello sull'eccellenza delle competenze delle proprie persone, per questo progetta e realizza percorsi formativi diffusi capillarmente e trasversalmente a tutte le persone, progetti per le famiglie professionali e iniziative specialistiche per attività strategiche e ad alto contenuto tecnico. La formazione è rivolta a tutte le persone di Eni in tutti i Paesi nei quali la Società opera, dal management

ai neo assunti, al fine di creare valori condivisi e una cultura comune.

Eni ha inoltre implementato percorsi di dual career che vedono, accanto ai percorsi di sviluppo manageriale, percorsi di eccellenza rivolti alle aree professionali tecniche core.

A supporto dello sviluppo delle proprie persone Eni utilizza diversi strumenti di valutazione, tra i quali l'annual review e il processo di performance e feedback, con focus su dirigenti, quadri e giovani laureati. Nel 2017 l'85% della popolazione target è stato coperto dal processo di valutazione di performance e il 95% dal processo di annual review. Inoltre forte attenzione è dedicata alla promozione di iniziative di mobilità per la popolazione manageriale e non, al fine di valorizzare al massimo le opportunità di arricchimento e crescita trasversali.

In relazione al dialogo con le parti sociali, nel 2017 nell'ambito del Global Framework Agreement⁷ sottoscritto a luglio 2016, si è svolto il primo incontro annuale sulla Responsabilità Sociale d'Impresa per presentare il Piano Strategico Eni 2017-2020, un focus sull'occupazione, le principali performance e iniziative in tema HSE e l'approccio di Eni ai temi di sostenibilità. All'incontro hanno partecipato oltre ai rappresentanti Eni, la Federazione Sindacale Internazionale IndustriALL Global Union, le principali organizzazioni sindacali italiane, i componenti del Comitato Ristretto del Comitato Aziendale Europeo e una delegazione di rappresentanti dei lavoratori delle realtà operative di Ghana, Mozambico e Tunisia. L'incontro, inoltre, è stato anche un momento di confronto e approfondimento sulle diverse realtà sociali e sindacali presenti nei Paesi di provenienza dei rappresentanti dei lavoratori.

Nell'ambito Welfare in Italia, Eni ha implementato il Flexible Benefit, iniziativa che permette di convertire una quota del premio di partecipazione in beni e servizi, beneficiando delle relative opportunità fiscali e contributive. Inoltre è stata potenziata l'assistenza sanitaria integrativa in favore di tutta la popolazione non manageriale, garantendo un incremento dei rimborsi e il riconoscimento di nuove prestazioni rimborсabili come previsto nel "Protocollo Welfare" siglato il 4 luglio 2017 con le Organizzazioni Sindacali competenti.

Inoltre Eni considera la tutela della salute un requisito fondamentale e promuove il benessere fisico, psicologico e sociale delle sue persone, delle loro famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera. L'impegno è assicurato da un sistema normativo e di gestione delle attività di medicina del lavoro, igiene industriale, promozione della salute dei lavoratori e delle comunità, assistenza sanitaria, gestione delle emergenze mediche e medicina del viaggiatore. In particolare, nel 2017 è proseguito l'impegno attraverso: (i) il processo di identificazione, monitoraggio e controllo dei rischi lavorativi anche non specificatamente normati in stretto collegamento con il processo industriale e di sorveglianza sanitaria; (ii) la valutazione dell'impatto sanitario dell'attività industriale sulle comunità locali e identifica-

(3) Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne.

(4) 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 del Consiglio dei Ministri della Presidenza italiana.

(5) World Economic Forum.

(6) European Round Table.

(7) Accordo quadro globale sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale d'Impresa.

83192/409

zione delle misure di mitigazione per i progetti in fase di sviluppo e di operation; (iii) la valorizzazione di strumenti a sostegno dello sviluppo socioeconomico delle comunità locali in linea con le opportunità di business; (iv) l'attuazione del programma di standardizzazione delle infrastrutture sanitarie aziendali.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2017 la focalizzazione delle attività su aree strategiche, come quelle nel settore E&P in Mozambico, Messico ed Egitto e nel settore G&P in Francia e la cessione della Società Eni G&P in Belgio hanno portato ad una riduzione del numero di dipendenti dell'1,6%. Nonostante al di fuori dell'Italia si registri una riduzione di 367 risorse locali rispetto all'anno precedente, l'incidenza percentuale delle risorse locali sul "totale occupazione estero" cresce rispetto al 2016 passando dall'84,7% all'85,4%. Complessivamente, nel 2017 sono state effettuate 1.234 assunzioni di cui 992 con contratti a tempo indeterminato. Di queste, il 24,7% ha riguardato il personale femminile e circa l'81% ha interessato risorse sotto i 40 anni di età. Sono state altresì effettuate 1.518 risoluzioni di cui 1.312 di risorse con contratto a tempo indeterminato, con una incidenza di personale femminile pari al 20,8%. Il 31,2% delle risorse con contratto a tempo indeterminato che hanno risolto il rapporto di lavoro nel 2017 aveva età inferiore a 40 anni. In Italia sono state effettuate 543 assunzioni di cui 424 a tempo indeterminato (di cui il 21,9% di donne, in crescita rispetto al 2016, anno in cui le assunzioni di donne avevano rappresentato il 20,1% del totale); si registra un aumento di personale occupato in particolare per la fascia d'età più giovane (18-24) principalmente a fronte degli inserimenti di personale operativo effettuati su siti industriali in Italia tra cui Viggiano, Livorno, Sannazzaro, Mantova e Ferrara. In Italia, nel 2017 si registra la sostanziale stabilità del numero delle risoluzioni (499 di cui 408 a tempo indeterminato di cui il 16,7% di donne) e la marginale riduzione dell'occupazione complessiva. All'estero sono state effettuate 691 assunzioni di cui 568 a tempo indeterminato (di cui il 26,8% di donne) con il 72,9% di risorse con età inferiore a 40 anni. Sono stati risolti 1.019 rapporti di lavoro di cui 904 a tempo indeterminato. Di questi, il 35,8% ha riguardato risorse

con età inferiore a 40 anni, e il 22,7% ha riguardato personale femminile. Gli inserimenti all'estero, hanno riguardato, per circa il 60%, le aree di business E&P (Congo, Angola, Ghana, Indonesia e Norvegia) e il business G&P (Francia, Inghilterra e Ungheria), sia per sviluppare e sostenere le nuove iniziative, sia per favorire il turnover.

A fine 2017 le donne in Eni sono 7.580 (23,54% dell'occupazione complessiva Eni), di cui 4.920 in Italia e 2.660 all'estero. Si è inoltre registrato un aumento della percentuale di donne che ricoprono posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri), attestandosi al 24,86% rispetto al 24,06% del 2016. Anche negli organi di amministrazione delle società di Eni la presenza femminile è in aumento rispetto al 2016, passando dal 27% al 32%, mentre negli organi di controllo la presenza femminile si mantiene stabile, confermando la percentuale del 37%. L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,3 anni (46,5 in Italia e 43,2 all'estero) con un incremento dell'età media di 0,5 anni rispetto al 2016.

Se analizziamo il dato suddiviso per categoria professionale (qualifica), si rileva che l'età media delle risorse in posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri) è di 49 anni (50 in Italia e 46,8 all'estero). Per quanto riguarda il personale impiegatizio l'età media si attesta a 44,2 anni (45,8 in Italia e 41,5 all'estero), mentre per il personale operaio a 41,7 anni (40,5 Italia e 43 all'estero).

Nel 2017 si rileva un incremento delle ore di formazione del 19% rispetto al 2016. Questo è dovuto principalmente all'aumento di iniziative di "digital learning", in linea con le nuove frontiere metodologiche della formazione, attraverso una piattaforma integrata di distance learning, a disposizione per tutti i dipendenti.

In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. Per quanto riguarda le malattie professionali, sia relative ai dipendenti sia ex dipendenti, nel corso del 2017, si registra una diminuzione di circa il 10% che ha riguardato prevalentemente l'estero. Il numero totale, sia relativo ai dipendenti sia ex dipendenti, delle malattie denunciate è passato da 133 a 120, delle quali 12 relative a personale attualmente impiegato (5 in Italia e 7 all'estero).

Principali indicatori di performance

		2017 (numero)	2016	2015
Dipendenti ^(a)		32.195	32.733	33.389
di cui: donne		7.580	7.607	7.862
Italia		20.468	20.476	20.447
Esteri		11.727	12.257	12.942
fascia d'età 18-24		364	289	447
fascia d'età 25-39		9.761	10.622	11.436
fascia d'età 40-54		15.022	15.281	15.677
fascia d'età over 55		7.048	6.541	5.829
Dipendenti all'estero locali		10.010	10.377	10.938
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti		990	1.000	1.036
Quadri		9.043	9.135	9.185
Impiegati		16.600	16.842	17.519
Operai		5.562	5.756	5.649
Dipendenti a tempo indeterminato ^(b)		31.609	32.299	32.686
Dipendenti a tempo determinato ^(b)		586	434	703
Dipendenti full-time		31.612	32.139	32.697

(a) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria, all'interno del Profilo dell'anno perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

(b) La suddivisione dei contratti a tempo determinato / indeterminato non varia significativamente per genere e per area geografica ad eccezione dell'Asia e dell'Africa dove in Cina ed alcuni Paesi Africani (come ad esempio Mozambico e Nigeria) è prassi locale inserire risorse a tempo determinato per poi stabilizzarle nell'arco di 1-3 anni.

83192/Flo

segue Principali indicatori di performance

		2017	2016	2015
	(numero)	583	594	692
Dipendenti part-time ^(c)		992	663	961
Assunzioni a tempo indeterminato		1.312	1.417	1.311
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		15,68	16,06	15,95
Senior manager e manager locali all'estero	(%)	1.111.112	930.345	1.079.634
Ore di formazione	(numero)	32.005	28.152	24.212
Ore di formazione per categoria professionale:		319.615	218.342	288.090
Dirigenti		580.864	526.538	553.075
Quadri		178.628	157.313	214.257
Impiegati		32	27	26
Operai		37	37	34
Presenza donne negli organi di amministrazione	(%)	5,49	5,73	5,35
Presenza donne negli organi di controllo ^(d)		27.325	27.758	27.245
Tasso di assenteismo Italia		0,20	0,23	0,12
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(numero)			
Indice di frequenza di malattie professionali (OIFR)				

(c) Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (7% sul totale delle donne) sui contratti part time, rispetto agli uomini (0,20% 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 considera la sicurezza delle persone un tema prioritario e attiva tutte le azioni necessarie per azzerare gli infortuni, tra cui: formazione, sviluppo di competenze e promozione della cultura della sicurezza. Nel 2017 sono stati organizzati incontri per sensibilizzare i lavoratori sulle lesson learned relative ad infortuni accaduti in azienda (es. progetto "Inside Lesson learned" e "Eni in Safety 2"), Safety Day locali e Road Show nei siti industriali in Italia e all'estero, durante i quali il top management ha incontrato dipendenti e contrattisti per condividere risultati, obiettivi e nuovi progetti sulla sicurezza. Eni ha intensificato anche l'attenzione alla cultura della sicurezza di processo sviluppando un sistema di gestione specifico, in linea con gli standard internazionali, implementato presso i siti operativi e monitorato tramite audit dedicati.

In tema di preparazione e risposta alle emergenze, Eni pianifica ed attua delle esercitazioni di emergenza, coinvolgendo tutte le funzioni interessate, dalle squadre d'intervento ai contrattisti specializzati, alle autorità competenti fino ai vertici aziendali. Particolare attenzione è rivolta allo sviluppo di sistemi di allertamento, alla tempestività di diffusione delle informative tramite flussi semplificati ed allo studio sugli scenari di rischio naturale che possono interagire con i propri business.

Principali indicatori di performance

		2017		2016		2015
		Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate
Indice di frequenza infortuni (LTIF) (infortuni con giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000.000	dipendenti	0,21	0,30	0,23	0,26	0,20
	contrattisti	0,27	0,40	0,30	0,37	0,19
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	dipendenti	0,19	0,25	0,19	0,20	0,20
	contrattisti	0,33	0,45	0,35	0,38	0,45
Indice di gravità infortuni (giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	dipendenti	0,30	0,44	0,36	0,41	0,41
	contrattisti	0,34	0,46	0,35	0,36	0,47
Near miss (numero)	dipendenti	0,011	0,017	0,010	0,014	0,009
	contrattisti	0,019	0,029	0,017	0,024	0,012
		0,008	0,011	0,007	0,008	0,007
		1.550	1.223	1.643	1.279	1.489
						1.231

Nel 2017 è stato introdotto un nuovo obiettivo, il SIR (Severity Incident Rate), che calcola la frequenza di infortuni totali registrabili rispetto al numero di ore lavorate, tenendo conto del livello di gravità dell'incidente, sulla base dei giorni di assenza dal lavoro.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2017 è proseguita in modo significativo la riduzione dell'indice di frequenza di infortuni totali registrabili della forza lavoro (-6,8% rispetto al 2016) per il contributo sia dei dipendenti (-17,2%) sia dei contrattisti (-2%). Si è verificato 1 infortunio mortale ad un contrattista in Egitto a causa di una scossa elettrica dovuta a un contatto accidentale con parti in tensione.

Nel 2017 il numero degli infortuni con giorni di assenza (LTI) in Italia è aumentato (36 eventi rispetto ai 30 del 2016) con peggioramento degli indici infortunistici (+17,4% per l'Indice di frequenza e +24% per l'indice di frequenza infortuni totali registrabili) mentre all'estero gli indici sono diminuiti sensibilmente (-22,2% per l'indice di frequenza e -17,9% per l'Indice di frequenza infortuni totali registrabili). L'indice di gravità infortuni della forza lavoro ha registrato un aumento del 10,3% (+2,5% in Italia, +37,1% all'estero).

83192/44

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 contenere gli impatti sull'ambiente attraverso l'adozione di best practice internazionali e di Best Available Technology. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua; alla riduzione di oil spill, operativi e da effrazione; alla gestione dei rifiuti attraverso la tracciabilità del processo e il controllo di tutta la filiera; al rispetto della biodiversità, dalle prime fasi esplorative fino al termine del ciclo progettuale. Il percorso di transizione verso un'economia circolare, in cui il prelievo di risorse dall'ambiente e lo smaltimento dei rifiuti siano minimizzati, coinvolge diversi ambiti e rappresenta per Eni una sfida e un'opportunità, in termini sia di redditività che di miglioramento delle prestazioni ambientali. Alcune aree di Eni hanno già iniziato ad aggiornare i modelli di business producendo energia rinnovabile e/o utilizzando nei processi materia recuperata o rinnovabile (Energy Solutions, Green Refinery e Green Chemistry). A queste si affiancano i più tradizionali programmi di efficienza energetica ed idrica in tutti i settori di business, nonché i progetti di flaring down e di riduzione delle perdite di metano con i conseguenti risparmi di gas naturale. Ulteriori ambiti sono la gestione degli asset da dismettere, attraverso progetti di conversione, riqualificazione, recupero e l'applicazione della bonifica sostenibile. Inoltre l'adozione sempre più estesa di strumenti gestionali, quali il green procurement e le soluzioni ICT (es. videoconferenze, telelavoro, smart working, dematerializzazione) promuovono la diffusione della cultura della circolarità in Eni ed anche oltre i confini aziendali.

In tale contesto, proseguono le iniziative di riduzione degli impatti in aree a stress idrico e di riduzione dei prelievi di acqua dolce e, in particolare nel settore upstream, i progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove Eni opera. In Italia Eni è impegnata nell'aumentare, nell'arco del piano quadriennale, la quota di acqua di falda bonificata da Syndial e riutilizzata 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 produzioni. Particolare attenzione sarà dedicata alla gestione delle acque presso il Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano, grazie anche a progetti per l'impiego di tecnologie innovative per il trattamento delle acque di produzione. Nel 2017 è stato progettato e realizzato il Blue Water Project: un processo di trattamento innovativo delle acque di produzione, che porta a un loro riutilizzo per scopi industriali. L'impianto pilota mobile e modulare è costituito da più unità di piccole dimensioni assemblabili. Gli elementi acquisiti dal progetto pilota hanno consentito di accettare l'efficacia della tecnologia utilizzata e di sviluppare un progetto esecutivo su scala industriale per la realizzazione di un impianto fisso di trattamento delle acque di produzione del COVA.

La strategia Eni di riduzione degli oil spill, operativi o effrattivi, consiste in azioni sempre più integrate su tutti i piani di intervento, da

quello amministrativo a quello tecnico di prevenzione, controllo e qualità/rapidità. In Italia è stato sperimentato il brevetto E-VPMS (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System), sistema che impiega sensori di onde vibro acustiche per rilevare possibili mal funzionamenti che, data la sua efficacia, a fine 2017 è stato applicato anche in Nigeria (35 km installati). In corso di sviluppo l'evolutiva per rilevare vibrazioni da scavo nel terreno e anticipare l'intervento prima dell'effrazione della condotta. Nel 2017, è stata anche completata l'installazione sulla rete carburanti R&M del tool SSPS (Safety Security Pipeline System) per la rilevazione di perdite operative. In Nigeria, si sono intensificate le attività di monitoraggio degli spill: sorveglianza diretta del 50%, grazie anche al supporto delle comunità, l'uso di elicotteri (+46% vs. 2016) e droni per la sorveglianza degli asset, nonché l'installazione di protezioni meccaniche. Infine grazie all'analisi di rischio dei territori attraversati dalle pipeline, si è in grado di individuare i punti di maggiore attenzione sui quali strutturare in anticipo i possibili interventi di contenimento.

L'impegno di Eni su Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES) è parte integrante della politica di sostenibilità aziendale e del Sistema di Gestione Integrato HSE a conferma della consapevolezza dei rischi sull'ambiente naturale derivanti dai propri siti e attività. Nel 2017 è stata aggiornata la Policy BES⁸ per allinearla all'evoluzione dell'approccio gestionale e sono state identificate tra le concessioni Eni internazionali e nazionali in sfruttamento (operate o in joint venture), quelle che anche parzialmente si sovrappongono ad aree protette⁹ e/o siti prioritari per la conservazione della biodiversità¹⁰. In questi siti Eni sta gestendo efficacemente l'esposizione al rischio biodiversità attraverso l'implementazione di piani di mitigazione specifici per i contesti ambientali.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2017 i prelievi idrici totali sono diminuiti del 3,5% rispetto al 2016. Continua il trend di diminuzione dei prelievi di acque dolci (-7,9% vs. 2016), grazie principalmente all'aumento del riciclo dell'acqua industriale nel petrochimico di Mantova. Solo l'8% dei prelievi di acqua dolce sono riferiti al settore upstream. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci ha raggiunto l'86%. Inoltre, sebbene i prelievi E&P siano localizzati per oltre il 50% in Paesi a stress idrico, solo il 5% dei prelievi di acqua dolce si collocano in queste aree. Nei siti a maggior consumo vengono implementati Piani Locali di gestione delle acque.

I barili versati a seguito di oil spill operativi (per oltre il 90% riconducibili al settore E&P) sono aumentati rispetto al 2016 principalmente a causa di una perdita ad un serbatoio di stoccaggio greggio del Centro Olio Val D'Agri riscontrata ad inizio febbraio; a fine 2017 sono stati recuperati oltre 2.400 barili di prodotto, la quasi totalità dello sversato. Per quanto riguarda gli eventi da sabotaggio, nel 2017 si è registrata una diminuzione del numero di eventi (-35% vs. 2016) e del volume versato (-31% vs. 2016); gli spill maggiori di un barile hanno riguardato esclusivamente le attività upstream in Nigeria. I barili versati a seguito di chemical spill sono riconducibili alle attività E&P in Norvegia.

[8] Approvata da AD e pubblicata nel 2018 sul sito Eni https://www.eni.com/docs/lt_IT/eni-com/sostenibilita/Biodiversita-Eni-e-servizi-ecosistemici.pdf.

[9] Fonte: World Database of Protected Areas, febbraio 2016.

[10] (Key Biodiversity Areas): M'Boudi (Congo); Villano BLK10 (Ecuador); Ashrafi Development area, Befayim Land (Sinai) DL, Ekma (Sinai) DL, Feiran (Sinai) DL, Ras Gharrá (Sinai) DL (Egitto); Sanga-Sanga (Indonesia); Zubair (Iraq); OML 60, 61 e 63 (Nigeria); Concessioni in OICCS, DIME e EniMed (Italia); Bhit, Badhra e Kadanwari (Pakistan); Block 110/14c Lennox Field, Block 110/15a all, Block 48/30a all, Block 52/4a all, Block 52/5a all (Inghilterra); Nikaitchuq (Stati Uniti) - l'elaborazione 2017 dei dati relativi al 2016.

83192/712

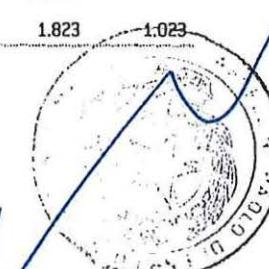
I rifiuti da attività produttive generati da Eni nel 2017 sono in aumento del 70% rispetto al 2016 sia per il contributo dei pericolosi (più che redoppiati) che dei non pericolosi (+30%). Il trend in crescita è riconducibile all'aumento significativo dei rifiuti pericolosi da attività di drilling legati all'attività di perforazione, completamento e work over per l'avvio del progetto Zohr. Nel 2017 il 7% dei rifiuti pericolosi smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, il 2% ha subito un trattamento chimico/fisico, il 44% è stato incenerito, il 2% è stato smaltito in discarica mentre il rimanente 45% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo).

timento definitivo]. Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi, l'11% è stato recuperato/riciclato, il 3% ha subito un trattamento chimico/fisico, lo 0,4% è stato incenerito, l'11% è stato smaltito in discarica mentre il rimanente 75% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Nel 2017 sono state generate complessivamente 4,8 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 4,1 milioni di tonnellate da Syndial), costituite per il 70% circa da acque di falda. Sempre nel 2017 sono stati spesi 260 milioni di euro in attività di bonifica suolo e falda.

Principali indicatori di performance

	(milioni di metri cubi)	2017		2016		2015	
		Società operate	Società consolidata integralmente	Società operate	Società consolidata integralmente	Società operate	Società consolidata integralmente
Prelievi idrici totali		1.786	1.746	1.851	1.816	1.804	1.765
di cui: acqua di mare		1.650	1.638	1.710	1.697	1.634	1.621
di cui: acqua dolce		119	106	129	117	157	144
di cui: prelevata da acque superficiali		79	70	87	78	105	96
di cui: prelevata da sottosuolo		20	17	23	20	25	22
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		10	9	9	9	7	6
di cui: acqua da TAF ^(a) utilizzata nel ciclo produttivo		4	4	3	3	3	3
di cui: prelievi da altri stream		6	6	7	7	17	17
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		16	1	12	2	13	0
Acqua di formazione reiniettata	(%)	59	45	58	42	56	40
Oil spill operativi							
Numero totale di oil spill (> 1 barile)	[numero]	55	24	85	44	83	56
Volume di oil spill (> 1 barile)	[barili]	3.228	2.954	1.231	724	1.634	1.223
Oil spill da sabotaggi [inclusi furti]							
Numero totale di oil spill (> 1 barile)	[numero]	102	102	158	158	167	167
Volume di oil spill (> 1 barile)	[barili]	3.236	3.236	4.682	4.682	14.847	14.847
Chemical spill							
Numero totale di chemical spill	[numero]	17	15	24	24	43	41
Volume di chemical spill	[barili]	63	50	18	18	1.211	769
Rifiuti da attività produttive generati	(tonnellate)	1.364.157	830.898	804.865	562.087	1.230.364	923.478
di cui: pericolosi		650.308	306.017	256.813	177.355	323.078	208.441
di cui: non pericolosi		713.849	524.881	548.052	384.733	907.286	715.037
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(tonnellate di NO _x eq)	55.607	30.799	56.003	32.054	70.346	42.300
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(tonnellate di SO _x eq)	8.368	6.727	8.946	5.492	10.707	8.613
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(tonnellate)	21.498	13.439	15.944	9.228	20.559	13.007
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		1.488	720	1.447	737	1.823	1.023

(a) TAF: Trattamento delle acque di falda.



Ne

83192/FB3

| Diritti umani

Eni si impegna a rispettare gli standard internazionali in materia di diritti umani, a partire dagli UN Guiding Principles on Business and Human Rights, in un'ottica di miglioramento continuo del suo sistema di due diligence. I diritti umani rientrano tra le materie su cui il Comitato Sostenibilità e Scenari di Eni svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione.

Nel 2016 Eni ha avviato un programma di sensibilizzazione specifico iniziato con l'evento presieduto dall'AD, "Raising awareness on human rights in Eni's activities", rivolto al senior management dell'Azienda. A seguire è stato implementato un corso di formazione e-learning per le persone di Eni, sviluppato con il Danish Institute for Human Rights.

Nel 2017 Eni ha istituito un Gruppo di Lavoro "Business e diritti umani", in cui sono state coinvolte tutte le funzioni aziendali maggiormente interessate al tema, tra cui la Security, il Procurement, le Risorse Umane e le linee di business, finalizzato a identificare eventuali aree di miglioramento rispetto ai principali standard e best practice internazionali.

Il tema del rispetto dei diritti umani è integrato a vari livelli nei processi aziendali ed Eni monitora il rischio di eventuali violazioni con strumenti specifici quali, ad esempio, il modello di Risk Management Integrato (RMI). Nel modello RMI di Eni le tematiche relative ai diritti umani sono (i) considerate nel risk model, ovvero nel catalogo dei rischi Eni sottoposto ad aggiornamento periodico a seguito dei risultati del risk assessment e (ii) sono integrate nella valutazione dei rischi Eni in termini di metriche di impatto sociale, ambientale, salute e sicurezza.

Al fine di evitare comportamenti lesivi e individuare aree di intervento per contribuire a migliorare l'accesso ai diritti fondamentali nelle comunità locali, i diritti umani sono considerati sin dalle prime fasi di valutazione di fattibilità dei nuovi progetti, attraverso studi di integrati di impatto ambientale, sociale e di salute relativi alle attività (ESHIA - Environmental Social and Health Impact Assessment) e assessement specifici denominati HRIA (Human Rights Impact Assessment), come quello svolto in Myanmar. Tale assessement, svolto nell'area del Blocco RSF 5, nella regione di Magway, ha analizzato preventivamente i potenziali impatti sui diritti umani relativi alle attività di esplorazione e identificato idonee misure di gestione. I punti di attenzione hanno riguardato l'approccio con le comunità locali coinvolte nel progetto per via dell'accesso temporaneo nei loro territori e il trattamento dei lavoratori locali assunti da sub-contractors locali (*per approfondimenti su ISO 26000 e sui diritti umani, incluso l'accesso ai remedy tramite grievance mechanism si veda il paragrafo Modello di cooperazione*).

Inoltre, al fine di salvaguardare le proprie persone e i propri asset, Eni svolge le attività di security adottando misure preventive e difensive nel rispetto dei principi internazionali, in conformità con i Voluntary Principles on Security & Human Rights e svolgendo iniziative specifiche, quali workshop rivolti alle forze di sicurezza pubbliche e private e corsi di approfondimento per il personale di Security di Eni.

Dal 2006, Eni si è dotata di una procedura¹¹, tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni¹² ricevute da terzi o dipendenti, inviate o trasmesse, anche in forma confidenziale o anonima.

Le azioni per contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani nella propria catena di fornitura sono approfondate nello Slavery Statement, approvato dal Consiglio di Amministrazione, in conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015. Eni, inoltre, persegue l'obiettivo di impedire lo sfruttamento di minerali che finanziano o sostengono la violazione dei diritti umani, come riportato nella Posizione sui "Conflict minerals" in adempimento alla normativa della US SEC. Inoltre dal 2008 ad oggi, sono stati eseguiti da Eni SpA e dalle controllate 172 Assessment sui diritti umani rivolti a fornitori di Eni presso 14 realtà e sono state formate 41 persone con la qualifica di Auditor SA8000 (*per tutte le attività di Eni verso la propria catena di fornitura si veda paragrafo Fornitori*).

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2017 è proseguita la campagna di formazione e-learning specifica sui diritti umani che, ad integrazione delle circa 22.000 persone coinvolte nel 2016 in tutti i Paesi nei quali Eni opera, ha riguardato ulteriori 1.800 persone. Nel 2017 sono inoltre stati progettati 3 moduli di approfondimento delle tematiche afferenti i diritti umani negli ambiti Risorse Umane, Rapporti con il Territorio e Security, quest'ultimo già in corso di erogazione da fine 2017. In materia di Security, nel 2017 Eni ha continuato le azioni specifiche già avviate, quali l'inserimento e il monitoraggio dell'applicazione di clausole di condotta finalizzate al rispetto dei diritti umani all'interno dei contratti conclusi con i fornitori di servizi di Security. Nel 2017 è proseguito il programma di formazione ed informazione in materia di Security & Human Rights attraverso l'organizzazione e la realizzazione di un progetto formativo in Nigeria, rivolto al top management di Eni, ad Ufficiali Superiori delle Forze di Sicurezza Pubblica e alle Forze di Sicurezza. Dal 2009 ad oggi sono state realizzate sessioni formative in Italia, Egitto, Nigeria, Pakistan, Iraq, Congo, Angola, Indonesia, Algeria, Mozambico, Kenya, Venezuela ed Ecuador. Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2017 è stata completata l'istruttoria su 83 fascicoli, di cui 29 includevano tematiche afferenti i diritti umani, principalmente relativi a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori. Tra queste sono state verificate 32 asserzioni: solo per 3 sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati e sono state intraprese azioni per mitigare e/o minimizzarne gli impatti tra cui: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relativi a implementazione e rafforzamento di controlli in essere, aggiornamento di standard contrattuali e interventi di sensibilizzazione con riferimento a partner commerciali; e (ii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il Modello 231 e il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 19 fascicoli, in 5 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti in particolare potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

[11] Secondo gli adempimenti previsti dal Sarbanes-Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione di Eni SpA.

[12] Per segnalazione si intende qualsiasi comunicazione ricevuta da Eni, avente ad oggetto comportamenti [di qualsivoglia natura, anche meramente omissioni] riferibili al personale Eni o a Terzi posti in essere in violazione (i) del Codice Etico, (ii) di leggi o regolamenti o provvedimenti dell'Autorità o normative interne o comunque idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni.

83192/716

Principali indicatori di performance

		2017	2016	2015
	(numero)	7.805	88.874	32.588
Ore dedicate a formazione sui diritti umani				
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani		1.836	21.682	7.545
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani		308 ^(b)	53	61
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani ^(b)	(%)	88	83	78
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		88	91	85
Fascicoli di segnalazioni ^(c) (asserzioni) afferenti il rispetto dei diritti umani (chiusi nell'anno) ^(d) :	(numero)	29 (32)	36	31
Fascicoli (asserzioni) fondati		3	11	3
Fascicoli (asserzioni) non fondati con adozione di azioni di miglioramento ^(e)		9	6	10
Fascicoli (asserzioni) non fondati/generici ^(f)		20	19	18

(a) Le variazioni nei numeri delle risorse di security formate sui diritti umani, in alcuni casi anche significative, che si possono rilevare tra un anno e l'altro sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative.

(b) Si tratta di un valore percentuale cumulato al 2012.

(c) Con riferimento all'anno 2017 sono stati rappresentati gli esiti delle verifiche effettuate sulle singole asserzioni segnalate (un fascicolo può contenere 1 o più asserzioni) aventi un potenziale impatto sui Diritti Umani. Diversamente, per gli anni 2015 e 2016 sono stati rappresentati gli esiti complessivi dei fascicoli non necessariamente con riferimento agli specifici aspetti relativi ai potenziali impatti sui Diritti Umani.

(d) Di cui riferiti a società non consolidate integralmente 2015: -, 2016: 1; 2017: 1 (1).

(e) Di cui riferiti a società non consolidate integralmente 2015: -, 2016: 1; 2017: -.

(f) Di cui riferiti a società non consolidate integralmente 2015: -, 2016: -, 2017: 1.

■ Fornitori

Eni adotta criteri di qualifica e selezione dei fornitori per valutare la capacità di soddisfare gli standard aziendali in materia di affidabilità etica, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori e coinvolgendoli nel processo di prevenzione dei rischi. A tal fine, nell'ambito del proprio processo di Procurement, Eni: (i) sottopone tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne professionalità, capacità tecnica, affidabilità etica, economica e finanziaria e per minimizzare i rischi insiti nell'operare con terzi; (ii) richiede a tutti i fornitori un formale impegno al rispetto dei principi del proprio Codice Etico⁽¹³⁾; (iii) monitora il rispetto di tali impegni, per assicurare il mantenimento da parte dei fornitori di Eni dei requisiti di qualifica nel tempo; (iv) qualora emergano criticità richiede l'implementazione di azioni di miglioramento dei loro modelli operativi o qualora non soddisfino gli standard minimi di accettabilità, ne limita o inibisce l'invito a gare.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2017, oltre 5.000 fornitori (tra cui tutti i nuovi) sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità (i.e. salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anti-corruzione, compliance). Per il 24% di questi fornitori sono state rilevate potenziali criticità e/o possibili aree di miglioramento, tali comunque da non compromettere, nel 95% dei casi, la possibilità di farvi ricorso, mentre per il restante 5% dei fornitori oggetto di verifica le criticità rilevate hanno invece comportato l'interruzione pro-tempore dei rapporti con Eni. Nel 2017 sono infatti state rilevate criticità e/o aree di miglioramento⁽¹⁴⁾ su 1.248 fornitori⁽¹⁵⁾, di cui per 65 la valutazione in fase di qualifica ha avuto esito negativo (i.e. non qualifica) oppure per cui Eni ha emesso un provvedimento di sospensione o revoca della qualifica; il dato 2017 relativo ai fornitori con cui sono stati interrotti i rapporti, in calo rispetto agli anni precedenti, riflette il minor numero di inchieste per illecito che hanno interessato fornitori Eni nel corso dell'anno.

Principali indicatori di performance

	(numero)	2017	2016	2015
Numero fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale		5.055	5.171	5.114
di cui: numero fornitori con criticità/aree di miglioramento		1.248	1.336	721
di cui: numero fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		65	131	97

(13) Quali tutela e promozione dei diritti umani, rispetto di standard di lavoro sicuri, salvaguardia dell'ambiente, contrasto alla corruzione, osservanza di leggi e regolamenti, integrità etica e correttezza nelle relazioni, rispetto delle norme antitrust e di concorrenza leale.

(14) Fornitori oggetto di assessment su cui sono state rilevate criticità (con conseguente richiesta di implementazione di piani di miglioramento) su tematiche HSE o diritti umani durante il processo di qualifica o l'assessment Human Rights oppure sui quali Eni ha preso un provvedimento ostativo (monitoraggio, stato di attenzione con nullaosta, sospensione o revoca della qualifica).

(15) Il forte incremento tra il 2015 ed il 2016 è legato alla maggiore profondità delle verifiche condotte.

83192/715

Trasparenza e lotta alla corruzione

Il ripudio della corruzione è uno dei principi etici fondamentali del Codice di comportamento di Eni fin dal 1998, ribadito nelle successive revisioni del Codice Etico – diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione – e del Modello 231. Eni ha inoltre progettato e sviluppato il Compliance Program Anti-Corruzione, con specifiche Linee Guida Anti-Corruzione, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli volto a prevenire pratiche corruttive. Tutte le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, sono obbligate ad adottare, con delibera del proprio Consiglio di Amministrazione¹⁶, sia la MSG¹⁷ che tutti gli altri strumenti normativi anti-corruzione emessi dalla controllante.

Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni, sin dal 2010, è stata costituita una struttura organizzativa ad hoc, l'unità anti-corruzione, incaricata di fornire supporto specialistico alle linee di business di Eni e alle società controllate in Italia e all'estero. Questa unità realizza altresì un programma di formazione anti-corruzione, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula come workshop generali e job specific training. I workshop vengono effettuati in base all'indice stilato annualmente da Transparency International (Corruption Perception Index) e alla presenza Eni nelle singole realtà e sono costruiti su format interattivi e coinvolgenti basati su case study e domande per testare il livello di comprensione dei temi trattati. Tali workshop offrono una panoramica sulle leggi anti-corruzione applicabili a Eni, sui rischi che potrebbero derivare dalla loro violazione per persone fisiche e giuridiche e sul Compliance Program Anti-Corruzione che Eni ha adottato e attuato per far fronte a tali rischi. Generalmente insieme ai workshop vengono realizzati job specific training, ossia eventi formativi destinati ad aree professionali a specifico rischio di corruzione. Nel 2018 sarà avviato un progetto per sistematizzare la segmentazione della popolazione sulla base del rischio di corruzione al fine ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative.

Inoltre nel 2017 nell'ambito della formazione degli organi sociali (cd. Board induction e ongoing training), è stato realizzato un ap-

profondimento sulla Compliance Integrata, con focus in materia di anti-bribery.

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

Eni si è inoltre dotata, già dal 2006, di una normativa che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni ricevute da dipendenti o terzi, inviate o trasmesse, anche in forma confidenziale o anonima.

Al fine di favorire un buon uso delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce al Global Compact e all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), iniziativa globale per promuovere un uso responsabile e trasparente delle risorse finanziarie generate nel settore estrattivo. In linea con lo standard EITI, dal 2015 (dati 2014), Eni ha fornito una disclosure volontaria dei pagamenti effettuati ai governi e, dal 2017 (dati 2016), ha pubblicato la "Relazione sui pagamenti ai governi" in ottemperanza alla Direttiva Europea 2013/34 UE.

Eni inoltre supporta i Multi Stakeholder Group locali di EITI dei Paesi aderenti contribuendo annualmente alla preparazione dei Report e, in qualità di membro, alle attività del Multi Stakeholder Group in Congo, Mozambico, Timor Est, Ghana, Ucraina e, dal 2017, in UK e tramite associazioni di categoria locali in Kazakhstan, Nigeria e Norvegia.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2017 sono stati svolti, in 23 Paesi, 36 interventi di audit che hanno previsto verifiche anti-corruzione che hanno confermato nel complesso l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione.

Nel 2017 è proseguita la campagna di formazione e-learning sui temi anti-corruzione ad integrazione delle campagne molto estese lanciate nel 2015 e finalizzate a formare tutta la popolazione aziendale; tali campagne stanno progressivamente andando a regime, assicurando così la totale copertura in termini di formazione per tutte le persone Eni. In relazione ai dati di performance per la formazione in aula, i dati risultano in aumento a fronte della volontà dell'azienda di presidiare in modo ancor più forte le aree a rischio corruzione.

Principali indicatori di performance

	[numero]	2017		2016		2015	
		Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione		36		33		29	
E-learning per figure manageriali	493	452	865	822	1.865	1.777	
E-learning per altre risorse	1.857	1.736	9.364	8.952	7.016	6.973	
Workshop generale	1.434	1.329	1.269 ^(a)		886 ^(a)		
Job specific training	1.539	1.503	1.214 ^(a)		693 ^(a)		
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI	9		8		7		

(a) Il dato include un esiguo numero di risorse Eni appartenenti a società non rientranti nel perimetro di consolidamento con il metodo integrale che non è possibile scorporare dal dato consolidato.

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

(17) Management System Guideline: linee guida comuni a tutte le realtà Eni per la gestione dei processi.



MODELLO DI COOPERAZIONE

L'approccio sostenibile è un tratto distintivo di Eni che sostiene la creazione di valore per gli stakeholder nel lungo periodo. Affinchè questo approccio sia efficace è necessario che diventi sistematico e applicabile nelle diverse fasi del business in ogni realtà operativa. A tal fine negli ultimi anni Eni si è impegnata a integrare più efficacemente gli elementi di sostenibilità a partire dalle fasi di negoziazione, all'esplorazione, fino a tutti i processi operativi incluso il decommissioning. Questa integrazione con il business è propedeutica per definire un piano di interventi nel territorio più strutturato che assicuri il rispetto di standard di eccellenza in tutte le fasi operative. L'obiettivo è di programmare le attività di business e quelle di supporto allo sviluppo del territorio coerentemente al Piano Sviluppo Paese, in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e i National Determined Contributions (NDC - Cop21). Al fine di aumentare i benefici degli interventi per lo sviluppo del territorio e per ridurre i gap socio-economici, Eni promuove partnership pubblico-privati in grado di mettere a fattor comune competenze e investimenti. In particolare sono state avviate collaborazioni strategiche con organizzazioni e istituzioni nazionali e internazionali come con l'IFC (International Finance Corporation) in Ghana, con il Centro internazionale di alti studi agronomici mediterranei in Egitto o la FAO in Nigeria ed enti/agenzie di cooperazione locali.

La strategia di supporto allo sviluppo del territorio si basa sulla valorizzazione delle risorse energetiche dei Paesi e sulla definizione di iniziative che rispondano alle necessità delle comunità locali. Lo sviluppo delle fonti energetiche è parte integrante del modello di business e prevede la costruzione di infrastrutture per la produzione e il trasporto di gas sia per l'esportazione, sia per il consumo domestico, e la costruzione di impianti off-grid e on-grid per la produzione di energia elettrica.

Inoltre Eni promuove un ampio portafoglio di iniziative per migliorare le condizioni di vita delle persone che prevede sia interventi di diversificazione economica attraverso lo sviluppo di progetti agricoli, di micro-imprenditorialità, micro credito o progetti infrastrutturali, sia interventi di promozione dell'educazione, di accesso all'acqua, di tutela della salute. Tali iniziative, che non si limitano all'area limitrofa agli impianti ma si estendono a contesti più ampi, sono concordate con gli stakeholder a diversi livelli a partire dalle autorità nazionali a quelle locali fino alle persone delle singole comunità.

Per meglio individuare le necessità locali e valutare la gestione delle proprie attività, Eni nel tempo si è dotata di strumenti quali Management System Guideline e procedure operative, analisi del contesto,

degli stakeholder e degli impatti e analisi di conformità alla Linea Guida ISO 26000. Tra il 2015 e il 2017 sono stati valutati da terzi 14 società controllate/distretti Eni.

Infine Eni dal 2016 si è dotata di una piattaforma informatica dedicata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con i propri stakeholder nei Paesi di presenza e la gestione dei Grievance, al fine di garantire la presa in carico di tutti i suggerimenti degli stakeholder, fornire adeguate risposte e prevenire potenziali fattori di rischio. Per garantire un'adeguata modalità di accesso alle misure di rimedio, Eni ha definito nel 2014 un meccanismo per la raccolta dei reclami e delle istanze (Grievance Mechanism), aggiornato nel 2016 e attivo presso tutte le consociate operative di Eni. Per valorizzare e monitorare il local content ovvero il valore aggiunto che l'azienda può portare al sistema socio-economico dei Paesi in cui opera, nel 2016 è stato avviato un progetto in collaborazione con il Politecnico di Milano. L'obiettivo è di quantificare gli effetti diretti, indiretti (catena di fornitura) e indotti (sistema economico) riconducibili agli impatti economici, occupazionali e sul capitale intellettuale che il business di Eni genera a livello locale. Tale quantificazione ha una duplice valenza: è utile all'azienda ai fini di una pianificazione adeguata delle attività e per i Paesi costituisce un'indicazione di indirizzo degli investimenti di sviluppo economico. Il modello è stato applicato per la prima volta a un caso pilota in Ghana, permettendo di supportare la definizione di un local content plan in linea con le richieste di International Finance Corporation (IFC) e World Bank. Ad oggi il modello è stato applicato anche ai progetti West hub e East hub in Angola, e nell'Italia centro settentrionale a Ravenna e Sannazzaro.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2017, la spesa complessiva di community investment ammonta a circa 70,7 milioni di euro (quota Eni), di cui circa il 97%^(a) nell'ambito delle attività upstream. La spesa maggiore ha riguardato l'Asia con circa 34 milioni di euro, principalmente investiti nell'ambito della formazione professionale, realizzazione di infrastrutture scolastiche (asili e scuole primarie), costruzione di centri sportivi e manutenzione di infrastrutture viarie (ponti e strade). In Africa sono stati spesi un totale di 23 milioni di euro, di cui 18 milioni di euro nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito della formazione professionale e in progetti di sviluppo agricolo. Sono stati investiti circa 22 milioni di euro in attività di sviluppo infrastrutturale, di cui 5,5 in Africa e 15,3 in Asia.

Principali indicatori di performance

	2017		2016		2015	
	Totali	Società consolidate Integralmente	Totali	Società consolidate Integralmente	Totali	Società consolidate Integralmente
	(€ migliaia)					
Community Investment ^(a)	70.681	66.840	64.174	60.320	76.470	74.473
di cui: infrastrutture	22.118	22.118	23.319	23.314	29.866	28.916

(a) Il dato include le attività di resettlement.

(18) Al netto delle spese infrastrutturali.