

83192 | 17

PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

La Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards", pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), che rappresentano lo standard di rendicontazione adottato, secondo un livello di aderenza "in accordance Core" ed è stata sottoposta ad esame limitato da parte di una società indipendente, revisore del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 del Gruppo Eni. Gli indicatori di prestazione utilizzati sono quelli previsti dai GRI Standards e sono rappresentativi dei diversi ambiti del Decreto, nonché coerenti con l'attività svolta e gli impatti prodotti da Eni.

Gli indicatori di performance, selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono raccolti su base annuale e si riferiscono al periodo 2015-2017 e riguardano Eni SpA e le società consolidate. La rilevazione delle informazioni e dei dati è strutturata in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni. Tutti i dati si riferiscono alle sole imprese consolidate con il metodo integrale. I dati sulle segnalazioni, formazione anti corruzione e community investment

sono rappresentati per le sole società consolidate integralmente. A tale rappresentazione è stata affiancata una vista addizionale in linea con altri documenti societari e in continuità con il passato. I dati sicurezza, ambiente e cambiamento climatico riguardano le società significative dal punto di vista degli impatti HSE. Per tali dati è stata data una duplice rappresentazione: è riportato il dato delle sole società consolidate integralmente come richiesto dal decreto e anche il dato inclusivo delle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni. L'obiettivo è dare continuità a quanto pubblicato in passato, coerenza agli obiettivi che l'azienda si è posta, e rappresentare i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione.

I dati relativi al solo perimetro consolidato integralmente sono esposti per la prima volta ai fini della presente DNF e in adempimento a quanto richiesto dal Decreto. Alcuni dati relativi al perimetro complessivo delle società operate sono stati riesposti rispetto a quanto pubblicato nel documento volontario "Eni for 2016".

KPI GRI

METODOLOGIA



CAMBIAMENTO CLIMATICO

EMISSIONI GHG	I GHG comprendono le emissioni di CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O; il Global Warming Potential utilizzato è 25 per il CH ₄ e 298 per l'N ₂ O. Inventario Eni sarà certificato secondo ISAE3000/3410. I fattori di emissione utilizzati per i calcoli sono, laddove possibile, sito specifici o, in alternativa, ricavati dalla letteratura internazionale disponibile.
INTENSITÀ DI EMISSIONI	Numeratore: emissioni di GHG dirette (Scope 1) e comprendono CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O.
CONSUMI ENERGETICI	Consumo di fonti primarie: somma dei consumi di fuel gas, gas naturale, gas di raffineria/processo, GPL, distillati leggeri/benzine, gasolio, kerosene, olio combustibile, FOK e coke da FCC. Energia primaria acquistata da altre società: somma degli acquisti di energia elettrica, calore e vapore da terzi. Il consumo da fonti rinnovabili dipende dal mix elettrico nazionale perché attualmente è irrilevante. Il consumo da pannelli fotovoltaici installati da Eni sui propri asset.
INTENSITÀ ENERGETICA	L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per tali indici il numeratore rappresenta il consumo di fonti primarie e acquisti di energia elettrica e/o vapore.



PERSONE, SALUTE E SICUREZZA

OCCUPAZIONE	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti.
SENIOR MANAGER E MANAGER LOCALI ALL'ESTERO	Rapporto tra numero di senior manager + manager locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
TASSO DI ASSENTEISMO	Rapporto tra il numero di ore di assenza/n. ore lavorabili x 100 dei dipendenti a ruolo nel periodo considerato. KPI solo per Italia e per la sola popolazione non dirigenziale.
SALUTE E SICUREZZA	<p>LTIF: indice di frequenza infortuni ossia numero di infortuni avvenuti ogni milione di ore lavorate. Numeratore: somma degli infortuni sul lavoro con giorni di assenza verificatisi nel periodo^(a); denominatore: ore lavorate nello stesso periodo; risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000.</p> <p>TRIR: indice di frequenza infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000.</p> <p>Indice di gravità Infortuni: ossia giorni di assenza per infortuni sul lavoro avvenuti ogni migliaia di ore lavorate. Numeratore: giorni di assenza dal lavoro nel periodo^(a) per infortuni (calcolati come giorni di calendario a partire dal giorno successivo all'accadimento); denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.</p> <p>Near miss: evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunate o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni.</p> <p>OIFR (Occupational Illness Frequency Rate): indice di frequenza delle malattie professionali dei dipendenti denunciate - rapporto tra il numero delle denunce di malattia professionale dei dipendenti nel periodo contabile di riferimento e le ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000.</p>

83192/718

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

KPI GRI METODOLOGIA

 AMBIENTE

PRELIEVI IDRICI	Somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo.
TUTELA DELL'ARIA	NO _x : emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Inclusive emissioni di NO _x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Compresa emissione di NO ed NO ₂ , escluso N ₂ O. SO _x : emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO ₂ ed SO ₃ . NMVOC: emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. PST: emissioni dirette di Particolato Sospeso Totale, materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.

 FORNITORI

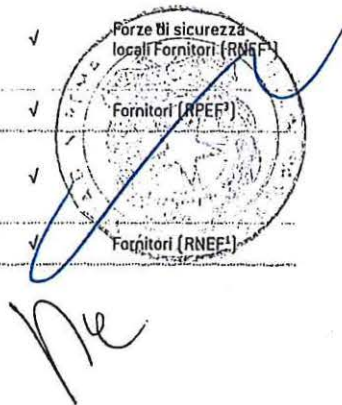
FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT	L'indicatore si riferisce solo ai processi gestiti da Eni SpA; rappresenta tutti i fornitori oggetto di Due Diligence, sottoposti ad un processo di qualifica, oggetto di un feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE, compliance o comportamento commerciale, oggetto di un processo di retroazione oppure sottoposti ad un assessment su tematiche di diritti umani (SAB000); l'indicatore si riferisce a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA (i.e. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali).
--	---

(a) Ad esclusione degli infortuni in itinere.

Tabella di correlazione tra temi materiali di sostenibilità per Eni e gli standard GRI

	TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ	GRI STANDARDS	PERIMETRO INTERNO	PERIMETRO ESTERNO ELIMITAZIONI
PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	Contrasto al cambiamento climatico	GRI 201 Economic Performance GRI 305 Emissions	✓	Fornitori e clienti (RNEF ¹ ; RNEC ²)
		GRI 302 Energy	✓	
	Innovazione tecnologica	-	✓	
MODELLO OPERATIVO	Occupazione e pari opportunità	GRI 401 Employment GRI 404 Training and Education GRI 405 Diversity of governance bodies and employees GRI 202: Market presence	✓	
	Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità	GRI 403 Occupational H&S	✓	
	Sicurezza delle persone e asset Integrity	GRI 403 Occupational H&S	✓	Fornitori
	Economia circolare e rifiuti	GRI 306 Effluents and Waste	✓	
		GRI 303 Water	✓	
	Riduzione degli impatti ambientali	GRI 306 Effluents and Waste	✓	
		GRI 304 Biodiversity	✓	
		GRI 307: Environmental compliance	✓	
	Diritti umani	GRI 412 Human Rights Assessment GRI 410 Security Practices GRI 406 Non-Discrimination GRI 414 Supplier Social Assessment	✓	Forze di sicurezza locali Fornitori (RNEF ¹) Fornitori (RPEF ³)
	Integrità nella gestione del business	GRI 205 Anti-corruption	✓	Fornitori (RNEF ¹)
MODELLO DI COOPERAZIONE	Accesso all'energia, diversificazione economica e sviluppo locale	GRI 203 Indirect Economic Impacts GRI 413 Local Communities	✓	Fornitori (RNEF ¹)
	Local content	GRI 204 Procurement Practices	✓	Fornitori (RNEF ¹)

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



83192/719

GRI Content Index

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA
Profilo dell'Organizzazione		
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 1
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 4-5
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, retro cover
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 4-5
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, retro cover https://www.eni.com/it_IT/azienda/governance/azionisti.page
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 4-5
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 12-13
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pag. 114-115
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pag. 119
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 142-144; 366
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 24-27
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 17
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali o internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 16-17
Strategia		
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 6-9
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 24-27; 92-104
Etica e Integrità		
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 18-19; 31 DNF, pag. 108
Governance		
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 28-31
Coinvolgimento degli stakeholder		
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pag. 113-115
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
Pratiche di reporting		
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 342-366 DNF, pag. 122-123
102-46	Definizione dei contenuti	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15 DNF, pag. 123
102-47	Aspetti materiali identificati	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15 DNF, pag. 123
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pag. 122
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pag. 122
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 122
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	Prima DNF ai sensi del D.Lgs. 254/2016 Eni for: https://www.eni.com/it_IT/documentazione.page?categoryCode=sustainability
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 122
102-53	Contatti per DNF	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 1
102-54/102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content index	DNF, pag. 122-125
102-56	Attestazione esterna	DNF, pag. 126
Approccio di Gestione		
103-1	Spiegazione, perimetro e impatti dell'aspetto materiale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-19
103-2	Modalità di gestione aziendale del tema materiale	DNF, pag. 122-123
103-3	Valutazione della gestione del tema	DNF, pag. 122-123

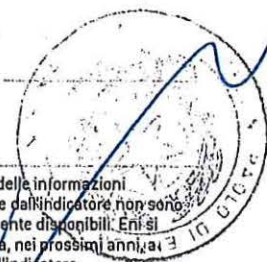
83192/720

Specific standard disclosures

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
CATEGORIA: PERFORMANCE ECONOMICA			
	Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 109-112; 123	
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 26-27; 100-104 DNF, pag. 109-112	
	Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 113-115; 123	
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pag. 115	
	Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 121; 123	
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pag. 121	
	Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 121; 123	
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pag. 121	Informazioni richieste dall'indicatore non attualmente disponibili; in elaborazione una metodologia per coprire l'indicatore nei prossimi anni.
	Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 120; 123	
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pag. 120	
CATEGORIA: PERFORMANCE AMBIENTALE			
	Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 109-112; 123	
302-3	Intensità energetica	DNF, pag. 111-112; 122	
	Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 116-117; 123	
303-1	Prelievi idrici	DNF, pag. 116-117	
	Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 116-117; 123	
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pag. 116-117	Alcune informazioni qualitative e quantitative richieste dall'indicatore non sono attualmente disponibili; Eni si impegna, nei prossimi anni, a coprire l'indicatore.
	Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 109-112; 123	
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pag. 109-112; 122	
305-4	Intensità emissiva	DNF, pag. 109-112; 122	
	Scarichi e rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 116-117; 123	
306-2	Rifiuti per tipologia e modalità di smaltimento	DNF, pag. 116-117	
	Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 116-117; 123	
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 205-208	
CATEGORIA: PERFORMANCE SOCIALE			
	Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 113-115; 123	
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pag. 113-115	
	Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 113-115; 123	
403-2	Assenteismo, Indici infortunistici e di malattia	DNF, pag. 113-115; 122	Alcune delle informazioni richieste dall'indicatore non sono attualmente disponibili; Eni si impegna, nei prossimi anni, a coprire l'indicatore.
	Formazione e istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 113-115; 123	
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pag. 113-115	

ENI RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE 2017

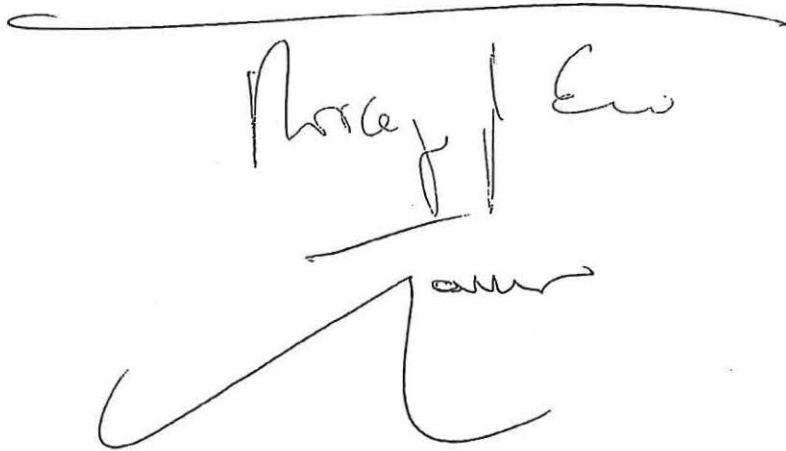
2



me

83192 (721)

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3) DNF, pag. 113-115; 123			
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pag. 113-115	
Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3) DNF, pag. 118-119; 123			
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pag. 118-119	
Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3) DNF, pag. 118-119; 123			
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pag. 118-119	
Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3) DNF, pag. 118-119; 123			
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pag. 118-119	
Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3) DNF, pag. 121; 123			
413-1	Attività di coinvolgimento della comunità locale	DNF, pag. 121	
Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3) DNF, pag. 119; 123			
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pag. 119	
CATEGORIA: INNOVAZIONE TECNOLOGICA			
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 109-112; 123	



 Marco J. Ew



Building a better
working world

EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

83192/722

Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016 n. 254 e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267

Al Consiglio di Amministrazione della
Eni S.p.A.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("*limited assurance engagement*") della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario della Eni S.p.A. e sue controllate (di seguito "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 predisposta ex art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 15 marzo 2018 (di seguito "DNF").

Responsabilità degli amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

Gli amministratori sono responsabili per la redazione della DNF in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e ai "Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards" definiti nel 2016 dal GRI - *Global Reporting Initiative* (di seguito "GRI Standards"), da essi individuato come standard di rendicontazione.

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

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

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

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

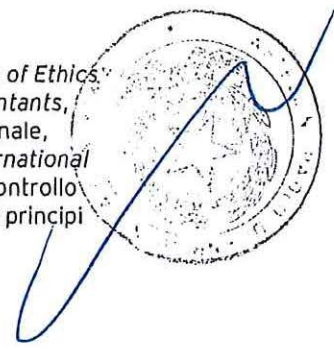
Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità

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

EY S.p.A.
Viale Lungotevere, Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale (per legge) Euro 1.250.000.000, di cui Euro 1.000.000.000 versati
Sede e Direzione Generale della società: Via Po, 32 - 00198 Roma
Codice fiscale e numero di registrazione: 06854000684 - Numero I.C.E.A. 250904
P.IVA 09512310984
Incaricato al Registro Imposte Legale alla Direzione Provinciale delle Imposte - Roma - V. della Spina, 11 - 00198 Roma
Incaricato al Registro Imposte della Direzione Provinciale delle Imposte - Roma - V. della Spina, 11 - 00198 Roma
Cassa di Risparmio di Roma - 00198 Roma - 00198 Roma

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Murcia
[Signature]



[Signature]

83 192/723

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità della DNF rispetto a quanto richiesto dal Decreto e dai GRI Standards. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio "International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information" (di seguito "ISAE 3000 Revised"), emanato dall'International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB) per gli incarichi *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la DNF non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'ISAE 3000 Revised ("*reasonable assurance engagement*") e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.

Le procedure svolte sulla DNF si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella DNF, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche dell'impresa rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario incluse nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2017;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
 - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
 - politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
 - principali rischi, generati o subiti connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.

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

5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF.
In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni S.p.A. e con il personale della Eni Congo SA, Eni Muara Bakau BV, Syndial S.p.A. e Versalis S.p.A. ed abbiamo svolto limitate verifiche documentali, al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.

Mazzoni

Mazzoni

Mazzoni

M

83192 / 724

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

- a livello di gruppo
 - a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF e, in particolare, a modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;
 - b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche sia limitate verifiche per accertare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati.
- per la Eni S.p.A. (raffineria di Porto Marghera), la Versalis S.p.A. e la Syndial S.p.A. (sito produttivo di Porto Marghera), la Eni Congo SA (sito produttivo di Litchendjili Onshore) e la Eni Muara Bakau BV (sito produttivo di Jangkrik offshore), che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato visite in loco nel corso delle quali ci siamo confrontati con i responsabili ed abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.



Conclusioni

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.

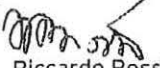


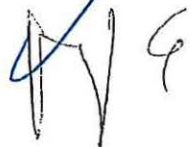
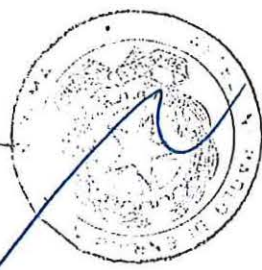
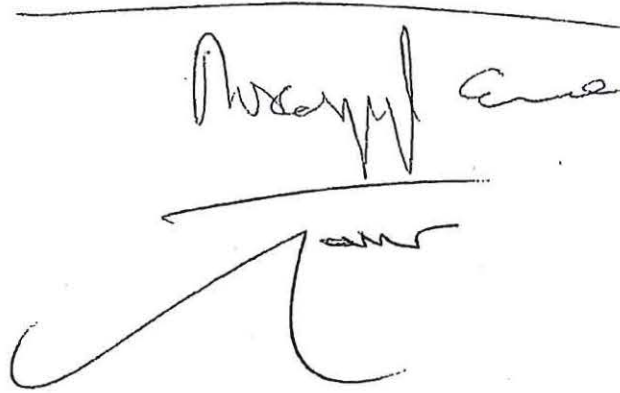
Altri aspetti

Con riferimento agli esercizi chiusi il 31 dicembre 2015 e 2016, il Gruppo ha predisposto il documento "Eni For", i cui dati sono utilizzati a fini comparativi all'interno della DNF. Detto documento è stato sottoposto in via volontaria ad un esame limitato in conformità all'ISAE 3000 da parte nostra, sul quale abbiamo espresso delle conclusioni senza rilievi.

Roma, 6 aprile 2018

EY S.p.A.


Riccardo Rossi
(Socio)



83 192 / 725

ALTRE INFORMAZIONI

Procedimento Consob Saipem

Così come comunicato da Saipem in data 5 marzo 2018, la Consob con propria delibera n.20324 ha accertato la "non conformità del bilancio consolidato e di esercizio 2016 di Saipem alle norme che ne disciplinano la predisposizione". Nel bilancio consolidato, e per quanto di competenza nel bilancio di esercizio 2016, Saipem ha rilevato rettifiche ai propri valori di libro relativi ad immobilizzazioni e crediti rispettivamente per €2.118 e €171 milioni. In particolare la Commissione ritiene che alcune di queste svalutazioni relative ad immobili, impianti e macchinari per €1,3 miliardi, a magazzini ed imposte differite attive per €0,1 miliardi e quindi per un ammontare complessivo pari a circa €1,4 miliardi avrebbero dovuto, almeno in parte, essere rilevate per competenza economica nell'esercizio al 31 dicembre 2015. La Commissione inoltre ha ritenuto non conforme ai principi contabili alcuni aspetti della metodologia adottata da Saipem per determinare il tasso di attualizzazione dei flussi ai fini dell'impairment test ed in particolare l'utilizzo di un unico tasso per tutte le business unit, senza distinguere fra i differenti profili di rischio che ad avviso della Commissione caratterizzano le attività. Con lo stesso comunicato stampa, premettendo di non condividere il giudizio di non conformità espresso dalla Commissione, Saipem ha preannunciato la pubblicazione di una situazione economica - patrimoniale proforma consolidata al 31 dicembre 2016 corredata dei dati comparativi che tenga conto dei rilievi formulati dalla Commissione. In data 6 marzo 2018 Saipem ha comunicato che il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di impugnare la predetta delibera Consob nelle competenti sedi giudiziarie.

Come è noto ed ampiamente descritto nella Relazione sulla gestione e nelle pertinenti note al relativo bilancio consolidato 2015, il 27 ottobre 2015 Eni ha sottoscritto un accordo con il Fondo Strategico Italiano SpA "FSI" (ora CDP Equity SpA) per la cessione del 12,503% del capitale di Saipem e la costituzione di un patto parasociale che ha comportato la perdita del controllo esclusivo di Eni su Saipem e la realizzazione di una situazione di controllo congiunto. Pertanto, alla data di efficacia di tali accordi (22 gennaio 2016), il gruppo Saipem è stato deconsolidato e la partecipazione residua è stata rilevata secondo l'equity method. In relazione a ciò a far data dal 1° novembre 2015 Saipem venne considerata quale discontinued operations e pertanto classificata e valutata secondo le disposizioni dell'IFRS 5, che prevedono, oltre alla sospensione degli ammortamenti, la valutazione del gruppo in dismissione, al minore tra il valore di iscrizione e il fair value rappresentato, nel caso di specie, dal prezzo di borsa, avuto riguardo alla circostanza che la recuperabilità del gruppo in dismissione avviene attraverso la vendita e non tramite l'uso. Quando fu attivata la classificazione come discontinued operations il 1° novembre 2015 in relazione all'accordo preliminare con FSI, il titolo Saipem aveva un valore di borsa superiore al valore dell'attività nete di Saipem in dismissione.

Nel bilancio al 31 dicembre 2015, per effetto della flessione delle quotazioni, l'interessenza in Saipem fu una prima volta allineata alla

capitalizzazione di borsa con la rilevazione di una svalutazione di €393 milioni (€173 milioni di pertinenza Eni). Il 22 gennaio 2016 data di efficacia della cessione della partecipazione e della costituzione del sindacato di voto, cessò il controllo esclusivo sostituito da quello congiunto. In conformità a quanto previsto dall'IFRS 10, in occasione del cambio del tipo di controllo, la partecipazione residua fu allineata una seconda volta ai corsi di borsa rilevando una minusvalenza di €441 milioni, e da quel momento contabilizzata secondo l'equity method. Al 30 giugno 2016 il valore di libro della partecipazione era significativamente inferiore al patrimonio netto contabile, per riallinearsi invece al 31 dicembre 2016. Conclusivamente, ferma restando la necessità di monitorare l'evoluzione del contenzioso avviato da Saipem, va rilevato il fatto che le valutazioni di bilancio operate da Eni sono state rilevate nei rilevanti closing period facendo riferimento prevalentemente al fair value espresso dalle quotazioni di borsa¹.

Adesione al Codice Italiano Pagamenti Responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2017 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 56 giorni.

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

- alla data del 31 dicembre 2017 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Canada Holding Ltd, Eni Turkmenistan Ltd ed Eni Ghana Exploration and Production Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Sedi secondarie

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

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

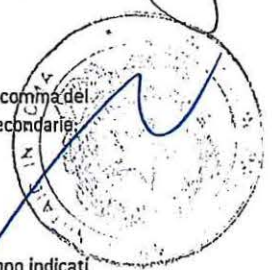
I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

(1) Ai fini della redazione del bilancio di Eni SpA la partecipazione in Saipem è rilevata secondo il criterio del costo e sia al 31 dicembre 2015 sia alla data della perdita del controllo presentava un valore di iscrizione inferiore rispetto al valore di mercato.

De

Pursant

me



83192/126

Eni Refining & Petrochemicals Annual Report 2017

GLOSSARIO

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

- | **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- | **Boe** (Barrel of Oil Equivalent) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00647.
- | **Conversione** Processi di raffinazione che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffinazione, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffinazione"; più esso è elevato, più la raffinazione è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.
- | **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- | **Emissioni di NO_x** (ossidi di azoto) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.
- | **Emissioni di SO_x** (ossidi di zolfo) Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.
- | **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- | **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), per fluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF₆). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.
- | **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- | **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- | **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
- | **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
- | **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
- | **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- | **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- | **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- | **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE, caratterizzata dall'instestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la pro-

De

83 192/724

duzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

- | **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- | **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
- | **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di

confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

- | **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- | **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- | **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- | **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- | **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Abbreviazioni

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

Moscow Ev

Moscow Ev

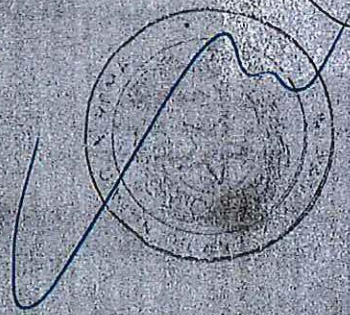
✓

83192 | #28

BILANCIO CONSOLIDATO
2017

Murphy

108



ne

83 192 / 29

BILANCIO CONSOLIDATO 2017

STATO PATRIMONIALE

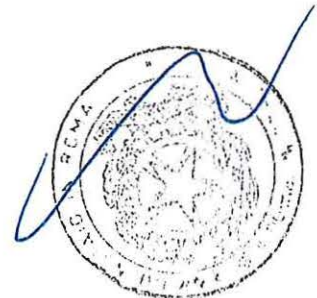
(€ milioni)	Note	31.12.2017		31.12.2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8)	7.363		5.674	
Attività finanziarie destinate al trading	(9)	6.012		6.166	
Attività finanziarie disponibili per la vendita	(10)	207		238	
Crediti commerciali e altri crediti	(11)	15.737	907	17.593	1.100
Rimanenze	(12)	4.621		4.637	
Attività per imposte sul reddito correnti	(13)	191		383	
Attività per altre imposte correnti	(14)	729		689	
Altre attività correnti	(15) (34)	1.573	30	2.591	57
		36.433		37.971	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(16)	63.158		70.793	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(17)	1.283		1.184	
Attività immateriali	(18)	2.925		3.269	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(20)	3.511		4.040	
Altre partecipazioni	(20)	219		276	
Altre attività finanziarie	(21)	1.675	1.214	1.860	1.349
Attività per imposte anticipate	(22)	4.078		3.790	
Altre attività non correnti	(23) (34)	1.323	46	1.348	13
		78.172		86.560	
Attività destinate alla vendita	(35)	323		14	
TOTALE ATTIVITÀ		114.928		124.545	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(24)	2.242	164	3.396	191
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(29)	2.286		3.279	
Debiti commerciali e altri debiti	(25)	16.748	2.808	16.703	2.289
Passività per imposte sul reddito correnti	(26)	472		426	
Passività per altre imposte correnti	(27)	1.472		1.293	
Altre passività correnti	(28) (34)	1.515	60	2.599	88
		24.735		27.696	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(29)	20.179		20.564	
Fondi per rischi e oneri	(30)	13.447		13.896	
Fondi per benefici ai dipendenti	(31)	1.022		868	
Passività per imposte differite	(32)	5.900		6.667	
Altre passività non correnti	(33) (34)	1.479	23	1.768	23
		42.027		43.763	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(35)	87			
TOTALE PASSIVITÀ		66.849		71.459	
PATRIMONIO NETTO					
Interessenze di terzi	(36)	49		49	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		183		189	
Altre riserve		42.490		52.329	
Azioni proprie		(581)		(581)	
Acconto sul dividendo		(1.441)		(1,441)	
Utile (perdita) dell'esercizio		3.374		(1,464)	
Totale patrimonio netto di Eni		48.030		53.037	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		48.079		53.086	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		114.928		124.545	

83192 (€30)

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2017		2016		2015	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(39)						
Ricavi della gestione caratteristica		66.919	1.567	55.762	1.238	72.286	1.342
Altri ricavi e proventi		4.058	41	931	74	1.252	69
Totale ricavi		70.977		56.693		73.538	
COSTI	(40)						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(52.461)	(9.164)	(44.124)	(8.212)	(56.848)	(6.882)
Costo lavoro		(2.951)	(34)	(2.994)	(24)	(3.119)	(55)
Altri proventi (oneri) operativi		(32)	331	16	247	(485)	96
Ammortamenti		(7.483)		(7.559)		(8.940)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette		225		475		(6.534)	
Radiazioni		(263)		(350)		(688)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		8.012		2.157		(3.076)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(41)						
Proventi finanziari		3.924	191	5.850	157	8.635	83
Oneri finanziari		(5.886)	(4)	(6.232)	(145)	(10.104)	(50)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		(111)		(21)		3	
Strumenti finanziari derivati		837		(482)	27	160	
		(1.236)		(885)		(1.306)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(42)						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(267)		(326)		(471)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		335		(54)		576	
		68		(380)		105	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		6.844		892		(4.277)	
Imposte sul reddito	(43)	(3.467)		(1.936)		(3.122)	
Utile (perdita) dell'esercizio - Continuing operations		3.377		(1.044)		(7.399)	
Utile (perdita) dell'esercizio - Discontinued operations				(413)		(1.974)	142
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		3.377		(1.457)		(9.373)	
Di competenza Eni:							
- continuing operations		3.374		(1.051)		(7.952)	
- discontinued operations				(413)		(826)	
		3.374		(1.464)		(8.778)	
Interessenze di terzi:	(36)						
- continuing operations		3		?		553	
- discontinued operations						(1.148)	
		3		?		(595)	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	(44)						
- semplice		0,94		(0,41)		(2,44)	
- diluito		0,94		(0,41)		(2,44)	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations (ammontari in € per azione)	(44)						
- semplice		0,94		(0,29)		(2,21)	
- diluito		0,94		(0,29)		(2,21)	

Mocap / Am



83192/731

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2017	2016	2015
Utile (perdita) dell'esercizio		3.377	(1.457)	(9.373)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
<i>Componenti non rclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(36)	(33)	16	36
Effetto fiscale	(36)	29	(35)	(21)
		(4)	(19)	15
<i>Componenti rclassificabili a conto economico:</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(5.573)	1.198	4.837
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(36)	(5)	(4)	(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(36)	(6)	883	(256)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(36)	69	32	(9)
Effetto fiscale	(36)	1	(220)	66
		(5.514)	1.889	4.634
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(5.518)	1.870	4.649
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		(2.141)	413	(4.724)
Di competenza Eni:				
- continuing operations		(2.144)	819	(3.416)
- discontinued operations			(413)	(779)
		(2.144)	406	(4.195)
Interessenze di terzi:				
- continuing operations		3	7	554
- discontinued operations				(1.083)
		3	7	(529)

Mosayf E

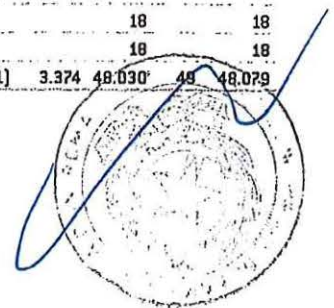
83192/732

Eni - Relazione Finanziaria Annuale 2017

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni														
		Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2016	(36)	4.005	959	581	189	4	(112)	211	10.319	(581)	40.367	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086
Utile dell'esercizio													3.374	3	3.377	
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(36)						(4)						(4)		(4)	
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(36)						2	(5.575)					(5.573)		(5.573)	
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(36)					(4)							(4)		(4)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(36)				(6)								(6)		(6)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(36)						69						69		69	
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				(6)	(4)	2	69	(5.575)					(5.514)	3	(5.514)	
Operazioni con gli azionisti																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2016 di €0,40 per azione)	(36)										1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)	
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)	(36)										(1.441)		(1.441)		(1.441)	
Attribuzione del dividendo di altre società														(3)	(3)	
Destinazione perdita residua 2016										(4.345)		4.345				
Altri movimenti di patrimonio netto																
Altre variazioni								74			(56)		18		18	
Saldi al 31 dicembre 2017	(36)	4.005	959	581	183		(114)	280	4.818	(581)	35.966	(1.441)	3.374	48.030	49	48.079

Morandi



83192/733

segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni															
		Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accanto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2015	(36)	4.005	959	581	(474)	8	(101)	180	9.129	(581)	51.985	(1.440)	(8.778)	20	55.493	1.916	57.409
Utile (perdita) dell'esercizio													(1.464)	(1.464)	7	(1.457)	
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo																	
Componenti non riclassificabili a conto economico																	
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(36)						(19)							(19)		(19)	
							(19)							(19)		(19)	
Componenti riclassificabili a conto economico																	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(36)						8	1.190						1.198		1.198	
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(36)					(4)								(4)		(4)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(36)				663									663		663	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(36)						32							32		32	
					663	(4)	8	32	1.190					1.889		1.889	
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio					663	(4)	(11)	32	1.190			(1.464)		406	7	413	
Operazioni con gli azionisti																	
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2015 di €0,40 per azione)	(36)									(1.028)	1.440	(1.852)		(1.440)		(1.440)	
Accanto sul dividendo (€0,40 per azione)	(36)									(1.441)				(1.441)		(1.441)	
Attribuzione del dividendo di altre società															(4)	(4)	
Destinazione perdita residua 2015										(10.630)		10.630					
										(11.658)	(1)	8.778		(2.881)	(4)	(2.885)	
Altri movimenti di patrimonio netto																	
Esclusione dall'area di consolidamento del gruppo Saipem per cessione del controllo															(1.872)	(1.872)	
Rigiro effetti relativi alle discontinued operations										(8)		(20)	(28)			(28)	
Altre variazioni							(1)			48				47	2	49	
							(1)			40			(20)	19	(1.870)	(1.851)	
Saldi al 31 dicembre 2016	(36)	4.005	959	581	189	4	(112)	211	10.319	(581)	40.367	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086	



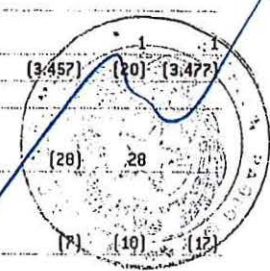
83192/736

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

	Patrimonio netto di Eni															
(€ milioni)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Uttili relativi a esercizi precedenti	Account sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2014	4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.439	(581)	49.068	(2.020)	1.303		63.186	2.455	65.641
Perdita dell'esercizio												(8.778)		(8.778)	(595)	(9.373)
Altre componenti della perdita complessiva																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale						14								14	1	15
Riclassifica delle altre componenti della perdita complessiva relative alle discontinued operations						8							(8)			
						22							(8)	14	1	15
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro						(1)	4.722	54						4.775	62	4.837
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					(3)									(3)		(3)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(194)										(194)	3	(191)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti della perdita complessiva" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(9)								(9)		(9)
Riclassifica delle altre componenti dell'utile complessivo relative alle discontinued operations				4			(32)						28			
				(190)	(3)	(1)	(9)	4.690	54				28	4.569	65	4.634
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				(190)	(3)	21	(9)	4.690	54			(8.778)	20	(4.195)	(529)	(4.724)
Operazioni con gli azionisti																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,56 per azione a saldo dell'acconto 2014 di €0,56 per azione)										2.020	(4.037)			(2.017)		(2.017)
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)										(1.440)				(1.440)		(1.440)
Attribuzione del dividendo di altre società															(21)	(21)
Destinazione perdita residua 2014									(2.734)		2.734					
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi									(2.734)	580	(1.303)			(3.457)	(20)	(3.477)
Altri movimenti di patrimonio netto																
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa appartenenza di Gruppo									(28)					(28)	28	
Esclusione dall'area di consolidamento di società non significative e variazione appartenenza di terzi									(7)					(7)	(10)	(17)
Riclassifica riserve per acquisto di azioni proprie			(5.620)							5.620						
Altre variazioni			(5.620)			(18)		12						(6)	(8)	(14)
						(18)		5.597						(41)	10	(31)
Saldi al 31 dicembre 2015	4.005	959	581	(474)	8	(101)	180	9.129	(581)	51.985	(1.440)	(8.778)	20	55.493	1.916	57.409

New



Mascari



83 192 (735)

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2017	2016	2015
Utile (perdita) dell'esercizio - Continuing operations		3.377	[1.044]	(7.399)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(40)	7.483	7.559	8.940
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(40)	(225)	(475)	6.534
Radiazioni	(40)	263	350	688
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(42)	267	326	471
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(3.446)	(48)	(577)
Dividendi	(42)	(205)	(143)	(402)
Interessi attivi		(283)	(209)	(164)
Interessi passivi		671	645	659
Imposte sul reddito	(43)	3.467	1.936	3.122
Altre variazioni		894	(9)	586
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze	(346)		(273)	1.638
- crediti commerciali	657		1.286	4.944
- debiti commerciali	284		1.495	[2.342]
- fondi per rischi e oneri	96		[1.043]	43
- altre attività e passività	749		647	498
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.440	2.112	4.781
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		38	22	(3)
Dividendi incassati		291	212	545
Interessi incassati		104	160	81
Interessi pagati		(582)	(780)	(692)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.437)	(2.941)	(4.295)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		10.117	7.673	12.875
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations				(1.226)
Flusso di cassa netto da attività operativa		10.117	7.673	11.649
- di cui verso parti correlate	(47)	(2.843)	(3.749)	(3.966)
Investimenti:				
- attività materiali	(16)	(8.490)	(9.067)	(11.177)
- attività immateriali	(18)	(191)	(113)	(125)
- partecipazioni	(20)	(510)	(1.164)	(228)
- titoli		(316)	(1.336)	(201)
- crediti finanziari		(657)	(1.208)	(1.103)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		152	(8)	(1.058)
Flusso di cassa degli investimenti		(10.012)	(12.896)	(13.892)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		2.745	19	427
- attività immateriali		2		32
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(37)	2.662	(362)	73
- imposte pagate sulle dismissioni		(436)		
- partecipazioni		482	508	1.726
- titoli		224	20	18
- crediti finanziari		999	8.063	533
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(434)	205	160
Flusso di cassa dei disinvestimenti		6.244	8.453	2.969
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(3.768)	(4.443)	(10.923)
- di cui verso parti correlate	(47)	(3.115)	3.752	(1.583)

Norey E

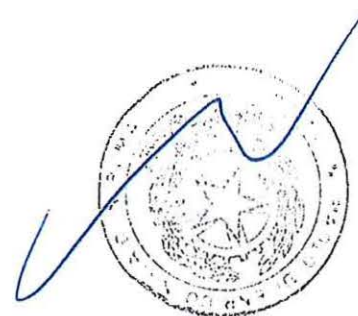
83192 / 736

ENI - Relazione Finanziaria Annuale 2017

segue RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2017	2016	2015
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(29)	1.842	4.202	3.376
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(29)	(2.973)	(2.323)	(4.466)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(24)	(581)	(2.645)	3.216
		(1.712)	(766)	2.126
Apporti netti di capitale proprio da terzi				1
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(2.880)	(2.881)	(3.457)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(4)	(21)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(4.595)	(3.651)	(1.351)
- di cui verso parti correlate	(47)	(16)	(192)	13
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)		7	(5)	(13)
Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations			889	(889)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(72)	2	122
Flusso di cassa netto dell'esercizio		1.689	465	(1.405)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio (escluse discontinued operations)	(8)	5.674	5.209	6.614
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio (escluse discontinued operations)	(8)	7.363	5.674	5.209





83192/737

NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

1 Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")¹ emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05². Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale avendo riguardo alle disposizioni IFRS applicabili.

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

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 15 marzo 2018, è sottoposto alla revisione contabile da parte della EY SpA (anche Ernst & Young SpA). La EY SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

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

2 Principi di consolidamento

IMPRESE CONTROLLATE

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

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

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono

perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti³ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁴.

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

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione di patrimonio netto consolidato ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁵. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

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

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

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

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2017, in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nelle realtà del Gruppo.

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

(4) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel successivo punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017".

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

83192/728

ENI RENDICONTO FINANZIARIO ANNUALE 2017

vità e obbligazioni per le passività (cd. enforceable rights and obligations) relative all'accordo; la verifica dell'esistenza di enforceable rights and obligations richiede l'esercizio di un giudizio complesso da parte della Direzione Aziendale ed è operata considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini della verifica. Nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

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

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

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

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

METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in joint venture e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto⁶.

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività della partecipata; l'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. Le variazioni del patrimonio netto di una partecipata, diverse da quelle afferenti al risultato economico e alle altre componenti dell'utile complessivo,

sono rilevate a conto economico quando rappresentano nella sostanza gli effetti di una cessione di un interest nella partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività finanziarie correnti"), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al punto successivo "Attività materiali". Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long-term interest) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata.

Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le joint venture e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta⁷; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁸. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

BUSINESS COMBINATION

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

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

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

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

ne

83 192 / 739

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value⁹, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). In alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value, includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza¹⁰. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna business combination.

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

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

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO

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

CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

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

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo¹¹. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

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

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2017	Cambi al 31 dicembre 2017	Cambi medi dell'esercizio 2016	Cambi al 31 dicembre 2016	Cambi medi dell'esercizio 2015	Cambi al 31 dicembre 2015
Dollaro USA	1,13	1,20	1,11	1,05	1,11	1,09
Sterlina inglese	0,88	0,89	0,82	0,86	0,73	0,73
Corona norvegese	9,33	9,83	9,29	9,09	8,95	9,60
Dollaro australiano	1,47	1,53	1,49	1,46	1,48	1,49

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

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

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

83192/40

FAT BILANCIO CONSOLIDATO 2017

3 Criteri di valutazione

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

ATTIVITÀ MINERARIA

ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

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

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

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

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

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

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

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono conti-

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

SVILUPPO

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

AMMORTAMENTO UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti le attività minerarie, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente operato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo¹² l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe; ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate.

PRODUZIONE

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

[12] Il periodo è inteso come il trimestre.

Ne

183 192 / 461

PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI BUY BACK

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

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi, passività e attività potenziali"¹³.

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, sono iscritti, alla data di decorrenza del contratto, al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo

i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per l'ottenimento di benefici di altre attività materiali.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie su beni condotti in locazione sono ammortizzate lungo la vita utile delle migliorie stesse o il minore periodo residuo di durata della locazione tenendo conto dell'eventuale periodo di rinnovo se il suo verificarsi dipende esclusivamente dal conduttore ed è virtualmente certo. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e

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

83192 / 412

ENI BILANCIO CONSOLIDATO ANNO 2017

per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali per il long-term e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili.

L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Gas & Power e al business Chimica, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questo settore/business rispetto a quella complessiva Eni, sono stati definiti specifici WACC sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore/business, rettificati per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Per gli altri settori/business, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripresa di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o

contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo su un'attività immateriale da parte dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile¹⁴, la differenza è oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore¹⁵.

I costi direttamente attribuibili all'acquisizione della clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale quando sono rispettate tutte le seguenti condizioni: (i) i costi capitalizzati sono determinati in maniera attendibile; (ii) esiste un contratto che vincola il cliente per un determinato periodo; e (iii) è probabile che l'ammontare dei costi capitalizzati venga recuperato attraverso i ricavi generati dalla transazione di vendita ovvero, attraverso l'incasso di penalità in caso di risoluzione anticipata del contratto.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

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

[14] Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".

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

Me

83192 / 743

RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto. Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred costs" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'eborsio effettuato per il relativo regolamento. I deferred costs stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i deferred costs stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

STRUMENTI FINANZIARI

ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

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

Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate al trading e da mantenersi sino alla scadenza.

Le attività finanziarie destinate al trading e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al fair value con imputazione degli effetti,

rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla riserva di patrimonio netto¹⁶ afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettivo evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione.

Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie valutate al fair value sono rilevati per competenza economica, rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari"¹⁷ e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

I crediti sono valutati secondo il metodo del costo ammortizzato (v. punto "Attività finanziarie non correnti").

ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Partecipazioni

Le attività finanziarie rappresentative di quote di partecipazione¹⁸ sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo.

Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino¹⁹.

Crediti e attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal fair value del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione direttamente attribuibili (es. commissioni, consulenze, ecc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). I crediti originati da beni concessi in leasing finanziario sono rilevati per l'importo corrispondente al valore attuale dei canoni di locazione e del prezzo di riscatto ovvero dell'eventuale valore residuo del bene; l'attualizzazione è effettuata adottando il tasso implicito del leasing. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività finanziarie correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi

^[16] Le variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita in valuta dovute a variazioni del tasso di cambio sono rilevate a conto economico.

^[17] Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno del "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading". Differentemente, gli interessi attivi maturati su attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevati, all'interno del "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi finanziari".

^[18] Per le partecipazioni in joint venture e collegate v. precedente punto "Metodo del patrimonio netto".

^[19] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

83 192 / 764

attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i repricing contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, diversamente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie non correnti").

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI

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

I derivati sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

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

I derivati impliciti in strumenti ibridi sono separati dal contratto principale e rilevati separatamente se lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con imputazione degli effetti a conto economico e se le caratteristiche e i rischi del derivato non sono strettamente collegati a quelli del contratto principale. La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la con-

segna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

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

ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

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

FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

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

Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

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

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita alle attività a cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo

Me

83 192/745

dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa; nell'esercizio in cui l'ottenimento dei benefici è diventato virtualmente certo, sono rilevati l'attività e il relativo provento.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

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

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

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

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

RICAVI E COSTI

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei benefici rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i greggi, generalmente con la spedizione;

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

I ricavi sono rilevati al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (entitlement method); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo ricevuto o da ricevere, al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse. Non sono considerati ricavi i corrispettivi ricevuti o da ricevere per conto terzi.

In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al fair value dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.

Le permutate tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali al netto dell'eventuale saldo negativo tra emissioni effettuate e quote assegnate. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi".

I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico per competenza, coerentemente con il sostenimento dei costi cui sono correlati.

83192 / 146

PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni²⁰. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione, ed è rilevata in contropartita alle riserve di patrimonio netto. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato (ad es. permanenza in servizio e condizioni di performance non di mercato), la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente le condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

DIFFERENZE CAMBIO

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

DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'Assemblea, salvo quando sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recu-

pero è considerato probabile; in particolare, la recuperabilità delle imposte anticipate è considerata probabile quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali.

Le attività per imposte sul reddito caratterizzate da elementi di incertezza sono rilevate quando il loro ottenimento è ritenuto probabile.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATION

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione. La verifica del rispetto delle condizioni previste per la classificazione di un item come destinato alla vendita comporta che la Direzione Aziendale effettui valutazioni soggettive formulando ipotesi ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni disponibili.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita. La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie il valore di iscrizione è fatto pari al valore derivante dall'ap-

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

83192/107

plicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. Successivamente alla cessione, la quota di partecipazione residua è valutata applicando i criteri indicati al precedente punto "Attività finanziarie non correnti - Partecipazioni", salvo che la stessa continui ad essere valutata secondo il metodo del patrimonio netto.

L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica. Se l'interruzione del piano di vendita riguarda una controllata, una joint operation, una joint venture o una collegata, ovvero una quota di partecipazione in una joint venture o in una collegata, sono rideterminati i valori presentati in bilancio sin dal momento della classificazione come held for sale/discontinued operation.

Nel caso in cui una discontinued operation sia riclassificata come destinata all'utilizzo, i risultati economici, precedentemente esposti nella voce distinta di conto economico, sono riclassificati e inclusi tra le continuing operation per tutti gli esercizi presentati.

VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price). La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o

la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuare un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria sia non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzano l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

4.4 Schemi di bilancio²¹

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura²². Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; diversamente, sono classificati tra le componenti non correnti.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

[21] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale; nello schema di rendiconto finanziario, nel flusso di cassa netto da attività di investimento, è presentato distintamente l'esborso fiscale, specificatamente individuabile, riferito ad un'operazione di dismissione.

[22] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota 38 - Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

83 192 / 768

Eni - Rendiconto Finanziario Annuale 2017

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

5 Modifica dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2017 non hanno prodotto effetti significativi.

6 Stime contabili e giudizi significativi

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

ATTIVITÀ MINERARIA

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale.

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

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve

certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di Production Sharing Agreement e contratti di buy back, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte. Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. La stima delle riserve è influenzata, tra l'altro, dall'andamento dei prezzi delle commodity petrolifere di riferimento e dalla tipologia contrattuale sottostante le attività oil&gas.

Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

SVALUTAZIONI

Le attività sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. Analoghe considerazioni rilevano ai fini della verifica della recuperabilità fisica delle attività rilevate in bilancio (deferred costs - v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay", nonché ai fini della verifica della recuperabilità delle imposte anticipate.

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di

83 192 / 709

giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata. Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodities, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. La valorizzazione dei flussi di cassa associati alle commodity petrolifere è determinata sulla base delle informazioni desumibili dal mercato a termine, tenuto conto della liquidità e affidabilità espresse, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa. Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (cash generating unit) al quale il goodwill può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.

SMANTELLAMENTO E RIPRISTINO SITI

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di tali oneri, il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è aggiornato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione, nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

BUSINESS COMBINATION

La rilevazione delle operazioni di business combination implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta a goodwill, se negativa è imputata a conto economico. L'allocatione del prezzo pagato operata in via provvisoria è suscettibile di revisione/aggiornamento entro i 12 mesi successivi all'acquisizione avendo riguardo a nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data dell'acquisizione. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne; il processo di allocazione, che richiede, anche in funzione delle informazioni disponibili, l'esercizio di un giudizio complesso da parte della Direzione Aziendale rileva anche ai fini dell'applicazione dell'equity method.

PASSIVITÀ AMBIENTALI

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

BENEFICI PER I DIPENDENTI E PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

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

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione, che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il

83 192 | 750

Eni - Relazione Finanziaria - Aprile 2017

livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest. Le rivalutazioni sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo per i piani a benefici definiti e a conto economico per i piani a lungo termine.

Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione, caratterizza inoltre le attività per la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

ALTRI FONDI

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

RICAVI E CREDITI

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché degli altri fattori, considerati dalla Direzione Aziendale, che possono influire sui consumi. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi, suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo.

La recuperabilità del valore di iscrizione dei crediti e la necessità di rilevare un'eventuale svalutazione degli stessi sono frutto di un processo che comporta giudizi complessi e/o soggettivi da parte della Direzione Aziendale. I fattori considerati nell'ambito di tali giudizi riguardano tra l'altro il merito creditizio della controparte ove disponibile, l'ammontare e la tempistica dei pagamenti futuri attesi, gli eventuali strumenti di mitigazione del rischio di credito (ad es. collateral) posti in essere nonché le eventuali azioni poste in essere o previste per il recupero dei crediti.

7 Principi contabili di recente emanazione

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

Con i regolamenti n. 2016/1905 e 2017/1987 emessi dalla Commissione Europea, rispettivamente, in data 22 settembre 2016 e 31 ottobre 2017 sono stati omologati l'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" (di seguito IFRS 15) e il documento "Chiarimenti dell'IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti", che definiscono i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con la clientela (ivi inclusi i contratti afferenti a lavori su ordinazione).

In particolare, l'IFRS 15 prevede che la rilevazione dei ricavi sia basata sui seguenti 5 step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation (ossia le promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente); (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita standalone di ciascun bene o servizio; e (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta. Inoltre, l'IFRS 15 integra l'informativa di bilancio da fornire con riferimento a natura, ammontare, timing e incertezza dei ricavi e dei relativi flussi di cassa. Le disposizioni dell'IFRS 15 e dei relativi chiarimenti sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

Nel corso dell'esercizio 2017 sono state completate le attività di analisi per l'identificazione degli ambiti interessati dalle nuove disposizioni e per la determinazione dei relativi impatti. In particolare, come già rappresentato in sede di redazione della relazione finanziaria semestrale, gli ambiti interessati riguardano essenzialmente:

- (i) per il settore Exploration & Production, la rappresentazione dei rapporti con i partner delle iniziative minerarie, la rappresentazione della loro qualificazione come soggetti differenti da clienti. La fattispecie interessa in particolare la rappresentazione dei ritiri di prodotto superiori o inferiori alla quota di spettanza nell'iniziativa mineraria (cd. lifting imbalance) con la rilevazione dei ricavi in base alle effettive quantità vendute (cd. sales method) anziché sulla base delle quote di spettanza (cd. entitlement method). L'adozione del sales method comporta la rilevazione dei ricavi e dei relativi costi sulla base delle quantità effettivamente ritirate e vendute;
- (ii) per il settore Gas & Power, la capitalizzazione dei costi per acquisizione della clientela, purché ne sia dimostrata la recuperabilità, e il relativo ammortamento sulla base della durata stimata del contratto.

In sede di prima applicazione delle nuove disposizioni, Eni intende avvalersi della possibilità di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018; avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. In particolare, sulla base delle informazioni disponibili, considerate le fattispecie indicate in precedenza, l'adozione dell'IFRS 15 comporta, al netto del relativo effetto fiscale, una riduzione del patrimonio netto di €43 milioni, derivante da una variazione negativa di €103 milioni relativa alla rideterminazione, secondo il sales method, dei lifting imbalance (underlifting) esistenti alla chiusura dell'esercizio 2017 parzialmente compensata da una variazione positiva di €60 milioni relativa alla capitalizzazione dei costi connessi con l'acquisizione della clientela al netto del relativo ammortamento. In termini di rappresentazione, l'applicazione dell'IFRS

83 192 / 751

15 comporta, inoltre, limitate fattispecie di riclassificazione di ricavi in altre voci del conto economico senza impatti sul risultato operativo, sul risultato netto e sul patrimonio netto.

Con il regolamento n. 2016/2067 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2016 è stata omologata la versione completa dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (di seguito IFRS 9). In particolare, le nuove disposizioni dell'IFRS 9: (i) modificano il modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie basandolo sulle caratteristiche dello strumento finanziario e sul business model adottato dall'impresa; (ii) introducono una nuova modalità di svalutazione delle attività finanziarie, che tiene conto delle perdite attese (cd. expected credit loss); e (iii) modificano le disposizioni in materia di hedge accounting. Le disposizioni dell'IFRS 9 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

Gli ambiti oggetto di impatto del nuovo principio riguardano essenzialmente: (i) l'adozione dell'expected credit loss model per l'impairment delle attività finanziarie che comporta la rilevazione della svalutazione delle attività finanziarie sulla base di un approccio predittivo, basato sulla previsione del default della controparte (cd. probability of default) e della capacità di recupero nel caso in cui l'evento di default si verifichi (cd. loss given default); e (ii) per le partecipazioni minoritarie, l'allineamento del relativo valore al fair value, nei casi in cui il costo non rappresenti un'adeguata approssimazione del fair value.

In particolare, nel corso dell'esercizio 2017 sono state completate le attività per la definizione e per l'implementazione della metodologia per l'impairment delle attività finanziarie che prevede essenzialmente:

- (i) l'adozione dei rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento, per la determinazione della probability of default delle controparti; per le controparti rappresentate da Entità Statali ed in particolare per le National Oil Company, la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli assets non finanziari;
- (ii) l'identificazione dell'esposizione da considerare avendo riguardo all'eventuale presenza di strumenti di mitigazione del rischio di credito (quali, ad esempio, collateral, garanzie, polizze assicurative, debiti compensabili, ecc.);
- (iii) per la clientela retail, non caratterizzata da rating interni, l'implementazione di un approccio semplificato basato su una provision matrix che ripartisce la clientela in funzione di cluster di rischio omogenei;
- (iv) la determinazione della loss given default della controparte sulla base delle esperienze pregresse e delle differenti modalità di recupero attivabili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.)²³.

Relativamente alla valutazione delle partecipazioni minoritarie, rileva la circostanza che le disposizioni dell'IFRS 9 richiedono l'adozione del fair value, limitando la valutazione al costo ai soli casi in cui rappresenti un'adeguata stima del fair value. Eni intende avvalersi della possibilità di designare le partecipazioni minoritarie come attività da valutare al fair value con effetti a patrimonio netto (tra le altre componenti dell'u-

tile complessivo), con rilevazione a conto economico degli eventuali dividendi distribuiti; le variazioni del valore di mercato rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico²⁴.

In sede di prima applicazione, in considerazione della complessità di rideterminare i valori all'inizio del primo esercizio presentato senza l'uso di elementi noti successivamente, gli effetti dell'adozione del nuovo principio contabile in materia di classificazione e valutazione, ivi incluso l'impairment delle attività finanziarie, saranno rilevati nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018; relativamente all'hedge accounting, l'adozione delle nuove disposizioni non produce effetti significativi.

In particolare, sulla base delle informazioni disponibili, considerate le fattispecie indicate in precedenza, l'adozione dell'IFRS 9 comporta, al netto del relativo effetto fiscale, un incremento del patrimonio netto di €322 milioni riferibile per €678 milioni all'allineamento al fair value delle partecipazioni minoritarie, parzialmente assorbito dalle maggiori svalutazioni per €356 milioni delle attività finanziarie per effetto dell'adozione dell'expected credit loss model.

Con il regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017 è stato omologato l'IFRS 16 "Leasing", che sostituisce lo IAS 17 e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 definisce il leasing come un contratto che attribuisce al cliente (il lessee) il diritto d'uso di un asset per un determinato periodo di tempo in cambio di un corrispettivo. Il nuovo principio contabile elimina la classificazione dei leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali lessee; per tutti i contratti di leasing con durata superiore ai 12 mesi è richiesta la rilevazione di una attività, rappresentativa del diritto d'uso, e di una passività, rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto. Differentemente, ai fini della redazione del bilancio dei lessor, è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee sia per i lessor. Le disposizioni dell'IFRS 16 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019. Allo stato sono in corso le attività di analisi delle nuove disposizioni anche ai fini della determinazione dei relativi effetti.

Con il regolamento n. 2018/182 emesso dalla Commissione Europea in data 7 febbraio 2018 è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018²⁵.

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

In data 8 dicembre 2016, lo IASB ha emesso l'IFRIC Interpretation 22 "Foreign Currency Transactions and Advance Consideration" (di seguito IFRIC 22), in base alla quale il tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un asset, costo o ricavo correlato ad un anticipo,

(23) Per le esposizioni derivanti da operazioni infragruppo, la capacità di recupero è assunta pari al 100% in considerazione della possibilità di intervento sul capitale delle partecipate per garantire la posizione in bonis delle stesse.

(24) In alternativa, l'IFRS 9 consente di valutare le partecipazioni minoritarie al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; la scelta della modalità di valutazione delle partecipazioni è operata in maniera selettiva per ciascuna partecipazione.

(25) La modifica dell'ambito di applicazione dell'IFRS 12 "Informativa sulle partecipazioni in altre entità" è efficace a partire dal 1° gennaio 2017.

83192 / FSZ

ENI RIFORMA FINANZIARIA ANAGRAFIC 2017

precedentemente pagato/incassato, in valuta estera, è quello vigente alla data di rilevazione dell'attività/passività non monetaria connessa a tale anticipo. L'IFRIC 22 è efficace a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

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

In data 7 giugno 2017, lo IASB ha emesso l'IFRIC 23 "Uncertainty over Income Tax Treatments" (di seguito IFRIC 23), contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali (correnti e/o differite) relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. Le disposizioni dell'IFRIC 23 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

In data 12 ottobre 2017, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 28 "Long-term Interests in Associates and Joint Ventures" (di seguito modifiche allo IAS 28), volte a chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche agli stru-

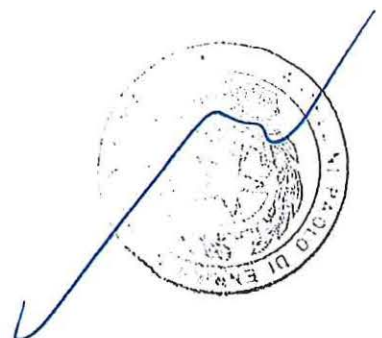
menti finanziari rappresentativi di interessenze a lungo termine verso una società collegata o una joint venture, che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture (cd. long-term interest). Le modifiche allo IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

In data 7 febbraio 2018, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 19 "Plan Amendment, Curtailment or Settlement" (di seguito modifiche allo IAS 19), volte essenzialmente a richiedere l'utilizzo di ipotesi attuariali aggiornate nella determinazione del costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti e degli interessi netti per il periodo successivo ad una modifica, una riduzione o un'estinzione di un piano a benefici definiti esistente. Le modifiche allo IAS 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

In data 12 dicembre 2017, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRS Standards 2015-2017 Cycle", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019. Allo stato Eni sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



[Handwritten signature]

83 192 / 753

ATTIVITÀ CORRENTI

8 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €7.363 milioni (€5.674 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 90 giorni per €5.591 milioni (€4.379 milioni al 31 dicembre 2016) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo

di preavviso superiore alle 48 ore.

La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 7 giorni e il tasso di interesse medio è negativo dello 0,03% (negativo dello 0,01% al 31 dicembre 2016).

9 Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.022	996
Altri titoli	4.990	5.170
	6.012	6.166

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.012 milioni (€6.166 milioni al 31 dicembre 2016) si riferiscono ad Eni SpA per €5.793 milioni (€6.062 milioni al 31 dicembre 2016) e ad Eni Insurance DAC per €219 milioni (€104 milioni al 31 dicembre 2016). Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e

per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading di Eni SpA comprendono operazioni di prestito titoli per €845 milioni (€665 milioni al 31 dicembre 2016). L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	4.232	4.319
Dollaro USA	1.025	699
Franco svizzero	461	413
Sterlina inglese	198	632
Dollaro australiano	79	51
Dollaro canadese	17	52
	6.012	6.166

83192/756

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

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
<i>Tasso fisso</i>				
Italia	478	477	Baa2	BBB
Polonia	53	52	A2	BBB+
Stati Uniti	53	45	Aaa	AA+
Spagna	45	41	Baa2	BBB+
Slovenia	33	34	Baa1	A+
Giappone	25	21	A1	A+
Irlanda	10	10	A2	A+
Canada	11	9	Aaa	AAA
Cile	8	9	Aa3	A+
Slovacchia	5	4	A2	A+
Svezia	4	4	Aaa	AAA
Paesi Bassi	2	2	Aaa	AAA
Corea del Sud	1	1	Aa2	AA
	728	709		
<i>Tasso variabile</i>				
Italia	300	304	Baa2	BBB
Belgio	7	7	Aa3	AA
Stati Uniti	2	2	Aaa	AA+
	309	313		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.037	1.022		
Altri titoli				
<i>Tasso fisso</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.036	1.922	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.437	1.409	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Enti Sovranazionali	28	25	da Aaa a Aa3	da AAA a AA-
	3.501	3.356		
<i>Tasso variabile</i>				
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	840	842	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da imprese industriali	789	754	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Enti Sovranazionali	45	38	da Aaa a Aa3	da AAA a AA-
	1.674	1.634		
Totale Altri titoli	5.175	4.990		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.212	6.012		

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.140 milioni e di livello 2 per €872 milioni. Nel corso dell'esercizio 2017 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

10 Attività finanziarie disponibili per la vendita

(€ milioni)

Titoli non strumentali all'attività operativa

	31.12.2017	31.12.2016
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	190	210
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	17	28
	207	238

ne

83192/855

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	176	199
Dollaro USA	31	39
	207	238

I titoli emessi da Stati Sovrani al 31 dicembre 2017 di €190 milioni (€210 milioni al 31 dicembre 2016) si analizzano come segue:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Tasso fisso						
Belgio	27	30	da 3,75 a 4,25	dal 2019 al 2021	Aa3	AA
Spagna	25	27	da 1,40 a 5,50	dal 2018 al 2021	Baa2	BBB+
Francia	17	19	da 1,00 a 3,25	dal 2018 al 2023	Aa2	AA
Polonia	15	18	da 4,50 a 6,38	dal 2019 al 2022	A2	BBB+
Irlanda	17	18	da 0,80 a 4,50	dal 2019 al 2022	A2	A+
Islanda	14	15	da 2,50 a 5,88	dal 2020 al 2022	A3	A
Italia	14	15	da 0,65 a 3,50	dal 2018 al 2020	Baa2	BBB
Portogallo	7	8	4,75	2019	Ba1	BBB-
Repubblica Ceca	7	8	3,63	2021	A1	AA-
Slovenia	8	8	2,25	2022	Baa1	A+
Slovacchia	7	7	1,50	2018	A2	A+
Stati Uniti d'America	6	6	da 1,25 a 3,13	dal 2019 al 2020	Aaa	AA+
Canada	5	5	1,63	2019	Aaa	AAA
Finlandia	5	5	1,75	2019	Aa1	AA+
Paesi Bassi	1	1	4,00	2018	Aaa	AAA
	175	190				

Titoli quotati per €17 milioni (€28 milioni al 31 dicembre 2016) sono emessi da Istituti finanziari con classe di rating da Aaa a Aa1 (Moody's) e da AAA a AA+ (S&P).

La voce accoglie i titoli della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance DAC non strumentali all'attività operativa per €207 milioni

(€238 milioni al 31 dicembre 2016) in quanto sugli stessi non sussiste alcun vincolo di destinazione a copertura delle riserve tecniche a seguito dell'entrata in vigore della Direttiva UE Solving 2.

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli si analizzano come segue:

(€ milioni)	Effetto valutazione al fair value	Passività per imposte differite	Altre riserve di patrimonio netto
Valore al 31.12.2016	5	(1)	4
Variatione con effetto a riserva	(5)	1	(4)
Valore al 31.12.2017			

Il fair value dei titoli disponibili per la vendita è determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

83 192 / 756

Eni Rilevazione Finanziaria Annuale 2017

11 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti commerciali	10.182	11.186
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	84	86
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	23	72
- non strumentali all'attività operativa	209	385
	316	543
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	597	171
- altri	4.642	5.693
	5.239	5.864
	15.737	17.593

Il decremento dei crediti commerciali di €1.004 milioni è riferito al settore Gas & Power per €706 milioni.

Al 31 dicembre 2017 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2018 per €2.051 milioni (€1.769 milioni nell'esercizio 2016 con scadenza 2017). Le cessioni 2017

hanno riguardato crediti commerciali relativi al settore Gas & Power per €1.722 milioni e al settore Refining & Marketing e Chimica per €329 milioni (rispettivamente, €1.434 milioni e €335 milioni al 31 dicembre 2016). I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €2.729 milioni (€2.371 milioni al 31 dicembre 2016):

(€ milioni)	Crediti commerciali	Crediti finanziari	Altri crediti	Totale fondo svalutazione
Valore al 31.12.2016	1.817	68	486	2.371
Accantonamenti	539	31	388	958
Utilizzi	(448)	(1)	(6)	(455)
Altre variazioni	(60)	(8)	(77)	(145)
Valore al 31.12.2017	1.848	90	791	2.729

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €539 milioni (€503 milioni nel 2016) è riferito essenzialmente ai settori: (i) Gas & Power per €446 milioni ed è relativo, in particolare, alla clientela retail. Eni ha adottato le necessarie azioni per mitigare il rischio di controparte attraverso capillari azioni di recupero dei crediti in contenzioso anche tramite il ricorso a service esterni specialistici; (ii) Exploration & Production per €55 milioni e comprende per €19 milioni la svalutazione

di crediti commerciali verso controparti venezuelane.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €448 milioni (€607 milioni nel 2016) è riferito al settore Gas & Power per €400 milioni ed è relativo principalmente alla rilevazione di perdite su crediti del business retail.

L'ageing dei crediti commerciali e degli altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2017		31.12.2016	
	Crediti commerciali	Altri crediti	Crediti commerciali	Altri crediti
Crediti non scaduti e non svalutati	8.800	4.604	9.243	4.869
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	567	31	759	432
Crediti scaduti e non svalutati:				
- da 0 a 3 mesi	478	21	744	58
- da 3 a 6 mesi	46	9	49	81
- da 6 a 12 mesi	147	202	69	249
- oltre 12 mesi	144	372	322	125
	815	604	1.184	563
	10.182	5.239	11.186	5.864

Ne

83 192 / 757

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche ed enti di Stato italiani ed esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e verso clienti retail del settore Gas & Power, quest'ultimi scaduti da non oltre 90 giorni.

I crediti commerciali al 31 dicembre 2017 del settore Exploration & Production di €1.323 milioni (€1.764 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono crediti per forniture di idrocarburi equity alle controparti di Stato in Egitto per €438 milioni (€611 milioni al 31 dicembre 2016). L'ammontare dei crediti scaduti al 31 dicembre 2016 di €420 milioni (\$443 milioni), che aveva raggiunto dimensioni significative negli anni precedenti, è stato completamente azzerato nel corso del 2017 per effetto della progressiva attuazione dal 2015 di un piano di rientro e di altri accordi industriali e commerciali con le suddette controparti. Inoltre, crediti scaduti per il recupero di investimenti pregressi nei confronti di controparti di Stato dell'Iran pari a €264

milioni al 31 dicembre 2016 sono stati sostanzialmente azzerati nel corso del 2017 per effetto dell'implementazione del Settlement Agreement firmato nel 2015 che ha definito l'import tramite una consociata Eni di carichi di greggio di proprietà delle società di Stato iraniane, con attribuzione a Eni di un'aliquota di rimborso a valere sui proceeds di ciascun carico.

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €2.942 milioni (€3.629 milioni al 31 dicembre 2016).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €209 milioni (€385 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) depositi di Eni Insurance DAC per €127 milioni (€225 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati presso controparti di Eni Trading & Shipping SpA per €68 milioni (€137 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €39 milioni presso BNP Paribas e €29 milioni presso altre controparti terze. I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €82 milioni (€121 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti per attività di disinvestimento	597	171
Altri crediti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	3.369	4.111
- acconti per servizi	261	372
- compagnie di assicurazione	157	147
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	2	49
- per operazioni di factoring	28	81
- enti petroliferi esteri per rimborsi di imposte petrolifere	32	40
- altri	793	893
	4.642	5.693
	5.239	5.864

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €597 milioni (€171 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano: (i) per €153 milioni (€166 milioni al 31 dicembre 2016) la terza ed ultima rata del credito derivante dalla cessione avvenuta nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazako KazMunayGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazake che attuarono il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto. La riscossione del credito era condizionata al conseguimento del livello commerciale target di produzione avvenuto nel 2016; (ii) la quota a breve termine della consideration relativa alla cessione degli interest del 10% e del 30% dell'asset Zohr in Egitto pari complessivamente a €442 milioni (\$530 milioni) che saranno incassate rispettivamente a maggio e giugno 2018. Le quote a lungo termine dei crediti sono indicate alla nota n. 23 – Altre attività non correnti. Gli altri crediti di €4.642 milioni (€5.693 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono crediti di €3.369 milioni (€4.111 milioni al 31 dicembre 2016) nei confronti di enti e società partner di Eni nei progetti di ricerca e sviluppo degli idrocarburi. L'esposizione maggiore riguarda i partner in Nigeria per €1.507 milioni in particolare: (a) la società di Stato NNPC per un valore di €713 milioni (€716 milioni al 31 dicembre 2016). Le movimentazioni dell'anno comprendono i crediti sorti nell'esercizio di €484 milioni e il decremento per incassi di €398 mi-

lioni, di cui €350 milioni relativi a crediti maturati nell'esercizio. L'esposizione a fine periodo include crediti pregressi per €646 milioni (\$775 milioni) relativi alla quota di costi di competenza della società petrolifera di Stato in progetti operati da Eni 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 incrementali "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di rientro in tre-cinque anni allo scenario Brent di Eni. Conseguentemente, tali crediti pregressi, sono esposti in bilancio al netto dell'attualizzazione del flusso dei rimborsi futuri per un ammontare di €570 milioni (\$684 milioni); (b) crediti per il recupero di costi d'investimento relativi ad un progetto petrolifero operato oggetto di arbitrato per il riconoscimento contrattuale di tali costi di €153 milioni. L'opening balance di €382 milioni includeva anche il valore relativo ad un altro progetto non operato oggetto di arbitrato che è stato completamente svalutato nel corso del 2017 per €214 milioni. Per il credito operato si conferma l'ipotesi di recupero attraverso un accordo commerciale.

L'accantonamento al fondo svalutazione Altri crediti di €388 milioni è riferito al settore Exploration & Production per €375 milioni in relazione principalmente ai crediti descritti al paragrafo precedente e ai crediti verso la società petrolifera di Stato PDVSA.

83192/758

Eti Finanziaria Industriale S.p.A. 2017

Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a €4.799 milioni (€5.253 milioni al 31 dicembre 2016).

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo in-

tercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

12 Rimanenze

(€ milioni)	31.12.2017				31.12.2016			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	785	140	1.640	2.565	550	135	1.903	2.588
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	133	7		140	99	9	1	109
Lavori in corso su ordinazione			1	1			2	2
Prodotti finiti e merci	1.287	489	83	1.859	1.394	389	86	1.869
Certificati e diritti di emissione			56	56			69	69
	2.205	636	1.780	4.621	2.043	533	2.061	4.637

Le altre rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo di €1.640 milioni (€1.903 milioni al 31 dicembre 2016) sono riferite al settore Exploration & Production per €1.441 milioni (€1.699 milioni al 31 dicembre 2016) e riguardano principalmente materiali per le attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture. I certificati e diritti di emissione di €56 milioni (€69 milioni al 31 dicembre 2016) sono valutati al fair value determinato sulla base dei

prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

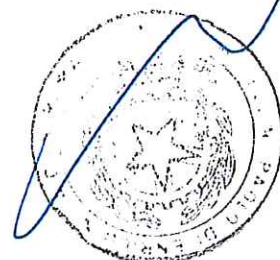
Rimanenze di magazzino per €86 milioni (€82 milioni al 31 dicembre 2016) sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.

La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

(€ milioni)	2017			2016		
	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette
Valore iniziale	4.892	(255)	4.637	4.887	(308)	4.579
Variazioni dell'esercizio	314		314	(29)		(29)
Accantonamenti		(81)	(81)		(125)	(125)
Utilizzi		18	18		163	163
Differenze di cambio da conversione	(254)	22	(232)	61	(5)	56
Altre variazioni	(86)	51	(35)	(27)	20	(7)
Valore finale	4.866	(245)	4.621	4.892	(255)	4.637

La variazione dell'esercizio di €314 milioni è riferita principalmente alle linee di business Chimica (€129 milioni) e Refining & Marketing

(€192 milioni). Il fondo svalutazione di €245 milioni è riferito al settore Exploration & Production per €191 milioni.



ne

83 192 / 759

13 Attività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Imprese italiane	99	134
Imprese estere	92	249
	191	383

Le imposte sono indicate alla nota n. 43 – Imposte sul reddito.

14 Attività per altre imposte correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Iva	452	447
Accise e imposte di consumo	217	161
Altre imposte e tasse	60	81
	729	689

15 Altre attività correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.231	2.248
Altre attività	342	343
	1.573	2.591

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 34 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €342 milioni (€343 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono €63 milioni relativi al costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti, Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12

mesi (€90 milioni al 31 dicembre 2016). La quota che Eni prevede di recuperare oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi è indicata alla nota n. 23 – Altre attività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

83 192 / 760

REDAZIONE FINANZIARIA - ANNO 2017

ATTIVITÀ NON CORRENTI

16 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2017							
Valore iniziale netto	448	810	50.270	300	309	18.656	70.793
Investimenti	2	20	153	27	52	8.236	8.490
Ammortamenti		(71)	(6.996)	(63)	(69)		(7.199)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(5)	(5)	436	(1)	(5)	(213)	207
Cessioni	(12)	(3)	3		(6)	(1.430)	(1.448)
Radiazioni			(3)	(2)		(234)	(239)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(3)	(5.272)	(8)	(18)	(1.722)	(7.025)
Altre variazioni	47	87	10.571	(17)	(2)	(11.107)	(421)
Valore finale netto	478	835	49.162	236	261	12.186	63.158
Valore finale lordo	571	3.490	160.751	1.264	1.954	15.747	183.777
Fondo ammortamento e svalutazione	93	2.655	111.589	1.028	1.693	3.561	120.619
2016							
Valore iniziale netto	510	818	40.667	326	403	25.281	68.005
Investimenti	1	22	204	32	42	8.766	9.067
Ammortamenti		(66)	(7.087)	(66)	(89)		(7.308)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(64)	(3)	345	(1)	(17)	(174)	86
Radiazioni			(198)	(2)		(89)	(289)
Differenze di cambio da conversione	1	1	1.329		4	551	1.886
Riclassifica ad attività destinate alla vendita	(8)	(2)	(1)				(11)
Altre variazioni	8	40	15.011	11	(34)	(15.679)	(643)
Valore finale netto	448	810	50.270	300	309	18.656	70.793
Valore finale lordo	537	3.416	167.007	1.415	2.160	22.737	197.272
Fondo ammortamento e svalutazione	89	2.606	116.737	1.115	1.851	4.081	126.479

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2017	2016
Investimenti:		
- Exploration & Production	7.638	8.217
- Gas & Power	87	66
- Refining & Marketing e Chimica	712	655
- Corporate e Altre Attività	69	42
- Rettifiche per utili interni	(16)	87
	8.490	9.067

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €72 milioni (€105 milioni nel 2016) riferiti al settore Exploration & Production per €56 milioni. Il tasso d'interesse utilizzato per la capitaliz-

zazione degli oneri finanziari è compreso tra il 1,6% e il 2,7% (il 2,7% e il 5,3% al 31 dicembre 2016).



83192/761

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

(%)	
	Fabbricati 2 - 10
	Pozzi e impianti di sfruttamento minerario UOP
	Impianti di raffinazione e petrolchimici 2 - 17
	Gasdotti e centrali di compressione 2 - 12
	Impianti di produzione di energia elettrica 5
	Altri impianti e macchinari 6 - 12
	Attrezzature industriali e commerciali 5 - 25
	Altri beni 10 - 20

Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

Le cessioni di €1.448 milioni riguardano per €1.328 milioni la cessione del 40% dell'asset in sviluppo Zohr in Egitto a BP (10%) e Rosneft (30%) con una plusvalenza di €1.281 milioni. Il prezzo non ancora incassato ammonta a €553 milioni (\$663 milioni), di cui €442 milioni (\$530 milioni) saranno incassati entro giugno 2018 (note n. 11 – Crediti commerciali e altri crediti e n. 23 – Altre attività non correnti).

Le radiazioni di €239 milioni (€289 milioni nel 2016) riguardano per €237 milioni il settore Exploration & Production (€93 milioni nel 2016), di cui €217 milioni per il write-off dei costi dei pozzi esplorativi completati che non hanno rinvenuto un quantitativo sufficiente di risorse commerciali da giustificare il completamento come pozzi di sviluppo in particolare in Egitto, Norvegia e Costa d'Avorio.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €7.025 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €6.533 milioni.

Le altre variazioni negative di €421 milioni comprendono l'effetto netto dell'esclusione dall'area di consolidamento dell'interest ceduto (35,7%) della joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA) concessionaria dell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico per €648 milioni e, in aumento, la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €355 milioni (€665 milioni al 31 dicembre 2016) per effetto del decremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA, dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio e della revisione in aumento delle stime dei costi di abbandono.

Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono costi relativi all'attività esplorativa e di appraisal nonché altre immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production come segue:

(€ milioni)	Pozzi esplorativi in corso	Pozzi esplorativi completati in attesa di esito	Pozzi esplorativi di successo in corso	Attività esplorativa e di appraisal	Unproved mineral interest	Pozzi e impianti di sviluppo in corso	Costi di abbandono	Altre immobilizzazioni in corso	Totale
2017									
Valore Iniziale	221	1.684	913	2.818	2.450	11.690	82	14.222	17.040
Investimenti	351			351	112	7.190		7.302	7.653
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(13)	(13)	147	(111)		36	23
Radiazioni	(11)	(217)		(228)		(2)		(2)	(230)
Riclassifiche	(438)	173	(117)	(382)	(7)	(9.538)	(11)	(9.556)	(9.938)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	(15)	(377)	(294)	(686)	(312)	(2.676)	(34)	(3.022)	(3.708)
Valore finale	108	1.263	489	1.860	2.390	6.553	37	8.980	10.840
2016									
Valore Iniziale	93	1.737	807	2.637	2.212	19.458		21.670	24.307
Investimenti	402			402	2	7.777		7.779	8.181
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(5)	(5)	190	(210)		(20)	(25)
Radiazioni		(109)		(109)		(6)	27	21	(88)
Riclassifiche	(282)	6	78	(198)	(35)	(15.699)		(15.734)	(15.932)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	8	50	33	91	81	370	55	506	597
Valore finale	221	1.684	913	2.818	2.450	11.690	82	14.222	17.040

83192/762

ENI - RENDICONTO FINANZIARIO - ANNO FINANZIARIO 2017

Le riclassifiche di €9.938 milioni riguardano: (i) per €9.538 milioni pozzi e impianti di sviluppo in corso; (ii) per €382 milioni pozzi esplorativi di successo a seguito dell'avvio in produzione nell'esercizio dei relativi progetti in Angola, Ghana, Indonesia ed Egitto.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'eser-

cizio sono state rilevate: (i) riclassifiche da pozzi esplorativi in corso a pozzi esplorativi completati e in attesa di esito per €438 milioni; (ii) radiazioni per €228 milioni riguardanti pozzi esplorativi di insuccesso. Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

(€ milioni)	2017	2016	2015
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio periodo	1.684	1.737	1.568
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	451	282	550
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(217)	(109)	(501)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(278)	(276)	(30)
Cessioni	(199)		(4)
Differenze cambio da conversione	(178)	50	154
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine periodo	1.263	1.684	1.737

	2017		2016		2015	
	(€ milioni)	(Numero pozzi In quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi In quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi In quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	222	7,95	16	1,05	368	5,32
- da 1 a 3 anni	241	3,87	609	10,25	634	11,14
- oltre 3 anni	800	21,44	1.059	21,55	735	18,97
	1.263	33,26	1.684	32,85	1.737	35,43
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	148	5,88	9	0,55	368	5,32
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	261	4,69	251	3,51	228	4,13
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	854	22,69	1.424	28,79	1.141	25,98
	1.263	33,26	1.684	32,85	1.737	35,43

Gli unproved mineral interest accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto

in occasione dell'acquisto di individual property e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Totale
2017							
Valore Iniziale	1.254	938	138	113		7	2.450
Investimenti					112		112
Riprese di valore (svalutazioni) nette	72		75				147
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(7)						(7)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	(157)	(113)	(21)	(14)	(7)		(312)
Valore finale	1.162	825	192	99	105	7	2.390
2016							
Valore Iniziale	1.021	908	165	109		9	2.212
Investimenti						2	2
Riprese di valore (svalutazioni) nette	190						190
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(31)			(4)	(35)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	43	30	4	4			81
Valore finale	1.254	938	138	113		7	2.450

83 192 / 463

Gli unproved mineral interest di €2.390 milioni comprendono €818 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo Nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a Shell che contestualmente acquisì il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.107 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 il cui oggetto fu l'acquisizione della licenza da parte di Eni e Shell, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come dettagliatamente descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria Annuale.

Gli investimenti dell'esercizio di €112 milioni riguardano l'estensione della durata di un contratto petrolifero in Algeria.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €16.005 milioni e €17.558 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €110 milioni (€90 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €29 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) e riguardano stazioni di servizio della linea di business Refining & Marketing.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

ATTIVITÀ MATERIALI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	152.608	165.559
- Gas & Power	5.333	6.276
- Refining & Marketing e Chimica	24.554	24.119
- Corporate e Altre Attività	1.866	1.886
- Rettifiche per utili interni	(584)	(568)
	183.777	197.272
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	95.775	101.131
- Gas & Power	3.954	4.584
- Refining & Marketing e Chimica	19.625	19.477
- Corporate e Altre Attività	1.525	1.518
- Rettifiche per utili interni	(260)	(231)
	120.619	126.479
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	56.833	64.428
- Gas & Power	1.379	1.692
- Refining & Marketing e Chimica	4.929	4.642
- Corporate e Altre Attività	341	368
- Rettifiche per utili interni	(324)	(337)
	63.158	70.793

17 Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le scorte d'obbligo di €1.283 milioni (€1.184 milioni al 31 dicembre 2016), sono detenute da società italiane per €1.267 milioni (€1.167 milioni al 31

dicembre 2016) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

83192/764

Eti Exploration Financials Annual Report 2017

18 Attività immateriali

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Accordi per servizi in concessione	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Totale
2017									
Valore Iniziale netto	1.092	255	259	31	148	164	1.949	1.320	3.269
Investimenti	91	5	17	1	60	17	191		191
Ammortamenti	(65)	(110)	(84)	(2)		(25)	(286)		(286)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	18						18		18
Radiazioni	(24)						(24)		(24)
Differenze di cambio da conversione	(115)		(1)			(2)	(118)	(23)	(141)
Altre variazioni	(2)	32	49		(74)	(14)	(9)	(93)	(102)
Valore finale netto	995	182	240	30	134	140	1.721	1.204	2.925
Valore finale lordo	1.504	2.485	1.466	52	140	1.101	6.748		
Fondo ammortamento e svalutazione	509	2.303	1.226	22	6	961	5.027		
2016									
Valore Iniziale netto	735	363	276	32	148	166	1.720	1.314	3.034
Investimenti	15	6	26	1	49	16	113		113
Ammortamenti	(18)	(113)	(81)	(2)		(39)	(253)		(253)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	385					4	389		389
Radiazioni	(61)						(61)		(61)
Differenze di cambio da conversione	36					(4)	32	6	38
Altre variazioni		(1)	38		(49)	21	9		9
Valore finale netto	1.092	255	259	31	148	164	1.949	1.320	3.269
Valore finale lordo	2.216	2.462	1.467	52	153	2.599	8.949		
Fondo ammortamento e svalutazione	1.124	2.207	1.208	21	5	2.435	7.000		

I diritti esplorativi di €995 milioni (€1.092 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il

commitment del management. Gli investimenti di €91 milioni (€15 milioni nel 2016) riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi in Cipro, Myanmar, Costa d'Avorio e nel blocco di Isatay in Kazhakstan.

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

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Diritti esplorativi proved	403	497
Diritti esplorativi unproved	586	579
Altri diritti esplorativi	6	16
	995	1.092

83 192 7765

Le altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €182 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano per €141 milioni (€223 milioni al 31 dicembre 2016) i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €240 milioni (€259 milioni al 31 dicembre 2016) sono riferiti ad Eni gas e luce SpA per €121 milioni e ad Eni SpA per €108 milioni (Eni SpA per €235 milioni al 31 dicembre 2016) e riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software. Le immobilizzazioni in corso e acconti di €134 milioni (€148 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano per €78 milioni (€89 milioni al 31 dicembre 2016) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto.

Le altre attività immateriali a vita utile definita di €140 milioni (€164 milioni al 31 dicembre 2016) accolgono: (i) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte di Versalis SpA per €37 milioni (€40 milioni al 31 di-

cembre 2016); (ii) la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico connesso ai diritti minerari in concessione per €35 milioni (€41 milioni al 31 dicembre 2016).

Le altre variazioni del goodwill di €93 milioni riguardano la variazione dell'area di consolidamento per cessione a terzi della società Eni Gas & Power NV dove era allocato il goodwill riveniente dall'acquisizione della società Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) in Belgio. Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

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

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

Il saldo finale della voce goodwill di €1.204 milioni (€1.320 milioni al 31 dicembre 2016) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di

€2.414 milioni (€2.524 milioni al 31 dicembre 2016). Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
- Gas & Power	932	1.025
- Exploration & Production	179	202
- Refining & Marketing	93	93
	1.204	1.320

Maggiori informazioni sul goodwill sono indicate alla nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

19 Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali

(€ milioni)	2017	2016
Svalutazioni:		
- attività materiali	(848)	(1.067)
- attività immateriali	(14)	
	(862)	(1.067)
a dedurre:		
- riprese di valore di attività materiali	1.055	1.153
- riprese di valore di attività immateriali	32	389
	225	475

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti

reporting period non fossero state rilevate.

Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use -

83 192 1766

ENI RENDICONTO FINANZIARIO ANNO 2017

"VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit - "CGU"). Le principali CGU dei settori di business Eni sono: (i) nel settore Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel settore Gas & Power, oltre alle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni, le centrali per la produzione di energia elettrica, i gasdotti internazionali e le navi metaniere; (iii) nel business Refining & Marketing, gli impianti di raffinazione e gli stabilimenti e agli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete); (iv) il business Chimica costituisce un'unica CGU.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del business Refining & Marketing e per le centrali di produzione di energia elettrica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; d) per la CGU Chimica, sulla vita economico-tecnica media degli assets sottostanti considerando un EBITDA "normalizzato" (per tener conto della ciclicità del settore) definito sulla base dei margini di contribuzione medi di piano; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

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

Alla data di riferimento delle valutazioni di recuperabilità delle attività fisse di Eni, il quadro degli impairment indicator di origine esogena si presentava in miglioramento rispetto a quello che ha fatto da cornice alle valutazioni del 2016.

Nel corso del 2017 il mercato petrolifero ha registrato una progressiva ripresa, rafforzata nell'ultima parte dell'anno, per effetto dei migliorati fondamentali, sostenuti dalla crescita della domanda mondiale di greggio trainata dall'espansione economica e dall'assorbimento dell'eccesso di offerta grazie alla regimazione dell'accordo di fine 2016 dei Paesi OPEC per ridurre l'output del cartello con l'adesione di importanti Paesi non-OPEC (in particolare la Russia) e alla decisione di prolungarlo per tutto il 2018. Questo ha consentito di ridurre i livelli globali delle scorte di greggio che avevano frenato la ripresa dei prezzi nella prima metà dell'anno. Sulla base di tale miglioramento nei fondamentali e tenuto conto delle incertezze a medio termine sull'evoluzione del bilanciamento domanda-offerta, il management di Eni ha sostanzialmente confermato la previsione di prezzo del marker Brent di lungo termine stimata a 72 \$/barile (in termini reali 2021; 71,4 \$/barile in base al piano precedente), sulla cui base sono state eseguite le valutazioni del bilancio 2017 e le proiezioni economico-finanziarie del piano 2018-2021. Il margine indicatore della redditività dell'attività di raffinazione è stato confermato nel lungo termine a 5 \$/barile; previsioni stabili anche per i prezzi del gas ai principali hub europei e lo spread tra questi e il punto virtuale di scambio in Italia. Previsto in ripresa lo scenario dei prezzi/margini dei prodotti petrolchimici in funzione della crescita macroeconomica. Previsioni di lungo termine deboli per il clean spark spread dell'energia elettrica a causa dell'oversupply e della competizione da altri fuel/fonti.

Inoltre alla data di bilancio, la capitalizzazione di borsa di Eni pari a €50 miliardi risultava superiore al valore di libro dei net asset consolidati di €48 miliardi. Sebbene il quadro degli impairment indicator sia nel complesso migliorato, il management ha testato la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle attività fisse come da procedure interne.

Il WACC 2017 di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU oil&gas e raffinazione, ha registrato un marginale incremento dello 0,4% a 6,8% rispetto al 2016 per effetto principalmente della previsione di ripresa dei rendimenti dei titoli risk-free (BTP Italia a dieci anni). Il WACC della Chimica è diminuito di mezzo punto percentuale all'8,5% per effetto della riduzione del beta dovuta alla ripresa del ciclo economico. Infine il settore Gas & Power ha registrato un marginale aumento di 0,2 punti percentuali al 6% per effetto dell'accresciuto rischio Paese di alcune attività fuori Europa. I WACC 2017 rettificati del rischio Paese specifico evidenziano una certa dispersione rispetto al valore medio a causa del sensibile incremento del rischio Paese in alcune aree di attività del settore Exploration & Production i cui WACC sono compresi tra il 5,3% e il 15,8%.

Nel settore Exploration & Production sono state rilevate riprese di valore ante imposte per €776 milioni che hanno come driver l'aggiornamento dei profili produttivi e la riduzione dei costi con riferimento ad asset localizzati in UK, Turkmenistan e Congo e gli effetti della riforma fiscale USA. Le svalutazioni per complessivi €636 milioni hanno riguardato principalmente asset in Algeria, Italia, USA, Congo e Venezuela per revisioni negative delle riserve, rifasatura dei piani di sviluppo, abbandono di progetti e rischio Paese. Il WACC post-tax relativo alle riprese di valore/svalutazioni al netto dell'effetto fiscale superiori a €400 milioni sono compresi in un range del 5,5-13,5% che si ridetermina rispettivamente nell'intervallo 8,6% - 25,6% pre-tax.

me

83 192 / 767

Le svalutazioni contabilizzate nella linea di business Refining & Marketing di €130 milioni riguardano gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

Nel settore Gas & Power sono state rilevate riprese di valore al netto delle svalutazioni per €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, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla svalutazione del parco centrali termoelettriche a causa dell'andamento negativo dello scenario margini e di un'infrastruttura di trasporto gas a causa dell'aumento del tasso di sconto dovuto al rischio Paese.

Le svalutazioni delle attività materiali si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	(636)	(740)
- Gas & Power	(56)	(167)
- Refining & Marketing e Chimica	(131)	(120)
- Corporate e Altre Attività	(25)	(40)
	(848)	(1.067)
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	91	216
- Gas & Power	12	35
- Refining & Marketing e Chimica	35	32
- Corporate e Altre Attività	6	
	144	283
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	(545)	(524)
- Gas & Power	(44)	(132)
- Refining & Marketing e Chimica	(96)	(88)
- Corporate e Altre Attività	(19)	(40)
	(704)	(784)

Le riprese di valore delle attività materiali si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Riprese di valore:		
- Exploration & Production	776	1.055
- Gas & Power	202	86
- Refining & Marketing e Chimica	77	12
	1.055	1.153
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	(171)	(315)
- Gas & Power	(5)	(28)
- Refining & Marketing e Chimica	(24)	(3)
	(200)	(346)
Riprese di valore al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	605	740
- Gas & Power	197	58
- Refining & Marketing e Chimica	53	9
	855	807

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

83192/768

ENI - RENDICONTO FINANZIARIO ANNUALE 2017

Relativamente al settore Gas & Power che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Mercato Gas Italia	835	835
Mercato Gas Estero	97	190
- di cui Mercato Gas Europeo	95	188
	932	1.025

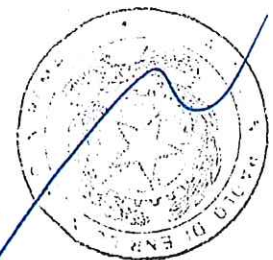
Il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda principalmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni successivi goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

Il goodwill allocato al Mercato Gas Europeo di €95 milioni è quello riveniente dall'acquisizione della società retail Altermag SA (ora Eni Gas & Power France SA) in Francia. Anche in questo caso l'impairment review conferma i valori di libro della CGU.

Al fine di verificare la tenuta del valore di libro delle CGU Gas & Power compreso l'ammontare del goodwill allocato, ne è stato determinato il valore d'uso considerando i margini delle vendite al solo mercato retail (escludendo i margini wholesale sulle vendite ai clienti industriali, grossisti e

termoelettrici). Tale stima ha considerato i flussi di cassa delle CGU in oggetto desunti dal piano quadriennale approvato dal management e incorporando la perpetuity dell'ultimo anno del piano per la determinazione del terminal value assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato. I flussi così determinati sono stati attualizzati al WACC post-tax Gas & Power rettificato per il rischio Paese pari rispettivamente al 4,6% per l'Italia e a circa il 5,2% per l'Europa. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

L'ecedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a €1.303 milioni si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 65% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 9,7 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 16,8%.



Me

83 192/469

20 Partecipazioni

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	2017				2016			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in joint venture	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in joint venture	Totale
Valore iniziale	168	2.675	1.197	4.040	175	1.275	1.403	2.853
Acquisizioni e sottoscrizioni		63	444	507	8	1.085	63	1.156
Cessioni e rimborsi			(462)	(462)			(138)	(138)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	9	49	66	124	10	50	17	77
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(7)	(340)	(6)	(353)	(8)	(208)	(154)	(370)
Decremento per dividendi	(32)	(41)	(13)	(86)	(2)	(45)	(53)	(100)
Variazione dell'area di consolidamento	2			2	5	564		569
Differenze di cambio da conversione	(13)	(127)	(128)	(268)	5	12	29	46
Altre variazioni	(11)	53	(35)	7	(25)	(58)	30	(53)
Valore finale	116	2.332	1.063	3.511	168	2.675	1.197	4.040

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €507 milioni riguardano principalmente aumenti di capitale di società impegnate nella realizzazione di progetti di interesse Eni: (i) Coral FLNG SA (€443 milioni) impegnata nella realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione e stoccaggio del gas naturale relativo alla scoperta di Coral in Mozambico; (ii) Lotte Versalis Elastomers Co Ltd (€45 milioni) impegnata nella produzione di elastomeri nella Corea del Sud.

Le cessioni e i rimborsi di €462 milioni riguardano: (i) la cessione

del 25% della Coral FLNG SA (€222 milioni) a seguito del closing della cessione ad ExxonMobil del 50% delle quote Eni di partecipazione nell'Area 4 in Mozambico; (ii) i rimborsi di capitale delle società Coral FLNG SA (€165 milioni), Angola LNG Ltd (€48 milioni) e United Gas Derivatives Co (€27 milioni).

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

(€ milioni)	2017			2016		
	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di partecipazione	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di partecipazione
- Angola LNG Ltd	45		13,60			
- Eni BTC Ltd		27	100,00	6		100,00
- PetroJunin SA	26		40,00	30		40,00
- Unimar Lic	3	24	50,00		16	50,00
- United Gas Derivatives Co	16	12	33,33	14	14	33,33
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	9	12	49,00	10	10	49,00
- PetroSucre SA					30	26,00
- Altre	25	11		17	30	
	124	86		77	100	

83192 / H

ENI RILEVAZIONE FINANZIARIA ANNO 2017

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio riguardano le seguenti imprese:

(€ milioni)	2017		2016	
	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di partecipazione	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di partecipazione
- Cardón IV SA	184	50,00	20	50,00
- Saipem SpA	101	31,00	144	30,76
- Unión Fenosa Gas SA	28	50,00		50,00
- Matrica SpA	17	50,00	4	50,00
- PetroSucre SA			92	26,00
- Angola LNG Ltd			62	13,60
- PetroBicentenario SA			26	40,00
- Altre	23		22	
	353		370	

A seguito dell'incertezza circa l'evoluzione della situazione finanziaria del Venezuela, il management ha valutato la recuperabilità del valore di libro dei due progetti minerari di Eni in Venezuela relativi rispettivamente allo sviluppo del giacimento offshore Perla gas, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e del campo a olio pesante onshore PetroJunín, operato dall'omonima joint venture con la società petrolifera di Stato PDVSA in regime di "Empresa Mixta".

Il valore di libro dei suddetti progetti include crediti correnti e attività non correnti (attività materiali e immateriali, partecipazioni e crediti finanziari non correnti strumentali all'attività operativa) per un valore complessivo di circa €2 miliardi ante svalutazione.

Ai fini della determinazione del valore recuperabile di tali attività, il management ha condotto un'analisi dell'evidenza empirica 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 US SEC.

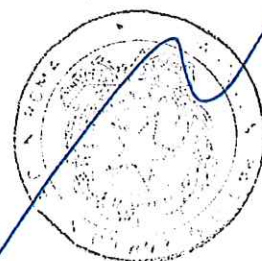
Sulla base di questi driver, sono state rilevate nel bilancio 2017 svalutazioni delle attività in Venezuela sopra indicate per complessivi €758 milioni.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto della Saipem SpA ha comportato l'iscrizione di una perdita di €101 milioni dovuta alla rilevazione da parte della partecipata di oneri di ristrutturazione, oneri per contenziosi e svalutazioni di attività materiali principalmente nel business perforazioni offshore maggiormente esposto all'andamento dello scenario petrolifero. Al 31 dicembre 2017 il valore di libro della partecipazione di €1.413 milioni, allineato alla corrispondente frazione del patrimonio netto dell'investee, eccedeva di circa il 20% il fair value rappresentato dalla quota della capitalizzazione di borsa del titolo Saipem. La sottocapitalizzazione riflette le incertezze degli investitori circa il riequilibrio dei fondamentali del settore petrolifero e la ripresa degli investimenti da parte delle società clienti del settore Ingegneria & Costruzioni. L'impairment test eseguito ha confermato il valore di libro dell'asset. La ragionevolezza della valutazione è stata testata con degli stress test applicati al fatturato e alla marginalità che confermano gli esiti del caso base.

Le differenze di cambio da conversione di €268 milioni riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (€189 milioni).

Le altre variazioni comprendono la svalutazione di Unión Fenosa Gas SA per €35 milioni (€84 milioni nel 2016) dovuta alle minori prospettive di redditività.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2017 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017" che costituisce parte integrante delle presenti note.



Ne

83 192 / 771

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

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di partecipazione	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di partecipazione
Imprese controllate:						
- Eni BTC Ltd	63	34.000.000	100,00	106	34.000.000	100,00
- Altre ^(*)	53			62		
	116			168		
Imprese In Joint venture:						
- Saipem SpA	1.413	308.767.968	31,00	1.497	3.087.679.689	30,76
- Unión Fenosa Gas SA	350	273.100	50,00	434	273.100	50,00
- PetroJunín SA	210	96.084.000	40,00	211	96.084.000	40,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	137	121.092.526	49,00	150	130.491.508	49,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	114	30.179.999	50,00	74	19.200.000	50,00
- AET - Raffineriebetelligungsgesellschaft mbH	32	1	33,33			
- Cardón IV SA				197	8.605	50,00
- Unimar Llc				42	50	50,00
- Altre ^(*)	76			70		
	2.332			2.675		
Imprese collegate:						
- Angola LNG Ltd	802	1.483.352.000	13,60	916	1.551.760.000	13,60
- United Gas Derivatives Co	82	2.600.000	33,33	117	950.000	33,33
- Novamont SpA	71	6.667	25,00	77	6.667	25,00
- Coral FLNG SA	54	2.500.000	25,00			
- AET - Raffineriebetelligungsgesellschaft mbH				34	1	33,33
- Altre ^(*)	54			53		
	1.063			1.197		
	3.511			4.040		

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore e a €25 milioni.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €70 milioni; le differenze sono riferite a Unión Fenosa Gas SA per €27

milioni e a Novamont SpA per €43 milioni. Tali eccedenze allo stato sono giustificate dalle prospettive reddituali di lungo termine delle società.

Al 31 dicembre 2017 il valore di mercato delle partecipazioni quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di partecipazione	Prezzo delle azioni (€)	Valore di mercato (€ milioni)
- Saipem SpA	308.767.968	31,00	3,806	1.175

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi

e oneri, di €182 milioni (€151 milioni al 31 dicembre 2016) riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	95	95
Matrica SpA	38	
VIC CBM Ltd	30	34
PetroBicentenario SA	12	6
Société Centrale Electricque du Congo SA	6	7
Altre	1	9
	182	151

83192/772

Esercizio Finanziario Annuale 2017

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2017				2016				
	Imprese controllate	Imprese collegate	Altre imprese valutate al costo	Totale	Imprese controllate	Imprese collegate e in joint venture	Altre imprese valutate al fair value	Altre imprese valutate al costo	Totale
Valore Iniziale netto	29	10	237	276	25	10	368	257	660
Acquisizioni e sottoscrizioni			3	3	5	3			8
Cessioni e rimborsi	(6)		(13)	(19)			(368)	(31)	(399)
Differenze di cambio da conversione		(1)	(22)	(23)		(2)		6	4
Altre variazioni	(9)	(4)	(5)	(18)	(1)	(1)		5	3
Valore finale netto	14	5	200	219	29	10		237	276
Valore finale lordo	15	5	207	227	30	10		240	280
Fondo svalutazione	1		7	8	1			3	4

Il valore netto delle altre partecipazioni di €219 milioni (€276 milioni al 31 dicembre 2016) è riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di partecipazione	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di partecipazione
Imprese controllate ^(*)	14			29		
Imprese collegate	5			10		
Altre imprese:						
- Nigeria LNG Ltd	99	118.373	10,40	112	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	32	213.995.164	10,99	49	213.995.164	10,99
- Altre ^(*)	69			76		
	200			237		
	219			276		

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore a €25 milioni.

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 48 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

21 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.602	1.785
Titoli strumentali all'attività operativa	73	75
	1.675	1.860

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €640 milioni (€480 milioni al 31 dicembre 2016):

(€ milioni)	
Valore al 31.12.2016	480
Accantonamenti	211
Differenze di cambio da conversione	(49)
Altre variazioni	(2)
Valore al 31.12.2017	640

Fondo svalutazione crediti finanziari

Me

83 192 | 773

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.602 milioni (€1.785 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.433 milioni) e Gas & Power (€96 milioni). I finanziamenti sono concessi a società in joint venture e collegate per €1.214 milioni (€1.350 milioni al 31 dicembre 2016).

L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela che opera il giacimento a gas Perla. Al 31 dicembre 2017 l'esposizione Eni verso la joint venture è pari a €955 milioni (€1.054 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti finanziari di €211 milioni riguardano: (i) per €102 milioni il finanziamento concesso a la Matrica SpA (Eni 50%), la joint venture con Novamont SpA per la produzione di prodotti chimici da fonti rinnovabili, per far fronte alle esigenze finanziarie relative al progetto "Polo Verde" di Porto Torres. La svalutazione tiene conto del deterioramento della capacità di rimborso di Matrica, in coerenza con la rischiosità dell'iniziativa; (ii) per €109 milioni crediti finanziari nel settore Exploration & Production relativi per €77 milioni al credito verso la Cardón IV SA (v. nota n. 20 - Partecipazioni).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.428 milioni (€1.606 milioni al 31 dicembre 2016).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.393 milioni (€1.519 milioni al 31 dicembre 2016). Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €1.610 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,2% e 2,5% (-0,2% e 2,6% al 31 dicembre 2016) ad eccezione del credito verso la joint venture Cardón IV SA. Per quest'ultimo, in considerazione del fatto che il rimborso dipende dall'esito dell'iniziativa industriale della joint venture e dalla capacità del Paese di superare l'attuale crisi finanziaria, il fair value corrisponde a quello ritraibile dall'iniziativa industriale i cui flussi di cassa sono stati attualizzati con il WACC di settore corretti per tener conto del rischio sovrano sulla base dei prevedibili scenari e della possibile evoluzione della situazione finanziaria del Paese.

I titoli di €73 milioni (€75 milioni al 31 dicembre 2016) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €69 milioni da Stati Sovrani (€71 milioni al 31 dicembre 2016) e per €4 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2016).

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo ammortizzato (€ milioni)	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
<i>Tasso fisso</i>							
Italia	24	25	26	da 0,35 a 4,75	dal 2018 al 2025	Baa2	BBB
Spagna	15	14	15	da 1,40 a 4,30	dal 2019 al 2020	Baa2	BBB+
Irlanda	9	8	9	4,50	2018	A2	A+
Islanda	3	3	3	2,50	2020	A3	A
Polonia	2	2	2	4,20	2020	A2	BBB+
Slovenia	2	2	2	4,13	2020	Baa1	A+
Belgio	2	2	2	1,40	2018	Aa3	AA
<i>Tasso variabile</i>							
Italia	12	11	11		dal 2018 al 2019	Baa2	BBB
Totale Stati Sovrani	69	67	70				
Banca Europea per gli Investimenti	4	4	4		2018	Aaa	AAA
	73	71	74				

I titoli che scadono entro cinque anni ammontano a €72 milioni. Il valore di mercato dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di

mercato. I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 - Rapporti con parti correlate.

83 192 / F76

Eni Reporting Framework Anno 2017

22 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €4.269 milioni (€4.286 milioni al 31 dicembre 2016).

(€ milioni)	Attività per imposte anticipate	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Totale
Valore al 31.12.2016	9.412	(5.622)	3.790
Incrementi	2.341	(212)	2.129
Decrementi	(1.588)	349	(1.239)
Differenze di cambio da conversione	(862)	202	(660)
Altre variazioni	37	21	58
Valore al 31.12.2017	9.340	(5.262)	4.078

Le attività per imposte anticipate sono riferite per €2.070 milioni (€1.690 milioni al 31 dicembre 2016) a Eni SpA e alle consociate italiane facenti parte del consolidato fiscale nazionale e sono state stanziare sulla perdita di periodo e sulla rilevazione di costi a deducibilità differita nei limiti degli ammontari che si prevede di recupe-

rare negli esercizi futuri in base alla capienza dei redditi imponibili attesi.

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 32 – Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 43 – Imposte sul reddito.

23 Altre attività non correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	62	73
- per interessi su crediti d'imposta	64	64
	126	137
- Amministrazioni finanziarie estere	381	365
	507	502
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	118	222
- altri	44	52
	162	274
Fair value su strumenti finanziari derivati	80	108
Altre attività	574	464
	1.323	1.348

I crediti per attività di disinvestimento di €118 milioni (€222 milioni al 31 dicembre 2016) sono al netto del fondo svalutazione di €125 milioni e comprendono il valore attuale della quota a lungo termine di \$133 milioni, pari a €111 milioni del credito relativo alla cessione della quota del 10% dell'asset Zohr in Egitto perfezionata a febbraio 2017. La quota a breve termine del credito è indicata alla nota n. 11 – Crediti commerciali e altri crediti. Il fondo svalutazione di €125 milioni è relativo ad un credito legato alla cessione di un asset in Nigeria e comprende la svalutazione dell'esercizio di €44 milioni. Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla

nota n. 34 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €574 milioni (€464 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono €56 milioni relativi al costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti, Eni prevede di ritirare oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi (€113 milioni al 31 dicembre 2016). La quota che Eni prevede di recuperare entro l'orizzonte temporale di 12 mesi è indicata alla nota n. 15 – Altre attività correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

Me

83 192 / 715

PASSIVITÀ CORRENTI

24 Passività finanziarie a breve termine

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.664	2.738
Banche	201	155
Altri finanziatori	377	503
	2.242	3.396

Il decremento di €1.154 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente a rimborsi netti per €581 milioni e alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine periodo per €574 milioni.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €1.664 milioni

(€2.738 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.070 milioni (€1.750 milioni al 31 dicembre 2016) ed Eni Finance International SA per €594 milioni (€988 milioni al 31 dicembre 2016). L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	904	1.405
Dollaro USA	1.329	1.982
Altre valute	9	9
	2.242	3.396

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è pari a 1,3% e a 0,9%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016.

Al 31 dicembre 2017 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate per €11.584 milioni (€12.267 milioni al 31 dicembre 2016). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2017 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

25 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti commerciali	10.890	11.038
Acconti e anticipi	797	526
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.094	2.158
- altri debiti	2.967	2.981
	5.061	5.139
	16.748	16.703

Gli acconti e anticipi di €797 milioni (€526 milioni al 31 dicembre 2016) sono riferiti al settore Exploration & Production per €444 milioni (€153 milioni al 31 dicembre 2016) e riguardano per €180 milioni gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas

ricevuti dalle società di Stato di Egitto in relazione alle operazioni dei Concession Agreements di Eni nel Paese per il prossimo quadriennio, tra i quali in particolare il progetto Zohr.

83 192 / 776

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti per attività di investimento:		
- fornitori per attività di investimento	1.804	1.835
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	264	219
- altri	26	104
	2.094	2.158
Altri debiti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	1.968	2.057
- personale	184	180
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	84	94
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	23	6
- altri	708	644
	2.967	2.981
	5.061	5.139

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

26 Passività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Imprese italiane	174	97
Imprese estere	298	329
	472	426

Le imposte sono indicate alla nota n. 43 – Imposte sul reddito.

27 Passività per altre imposte correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Accise e imposte di consumo	824	634
Altre imposte e tasse	648	659
	1.472	1.293

28 Altre passività correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.011	2.108
Altre passività	504	491
	1.515	2.599

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 34 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre passività di €504 milioni (€491 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono la quota a breve termine di €68 milioni (€73 milioni al 31 dicembre 2016) relativa agli anticipi incassati dal par-

terner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a lungo termine è indicata alla nota n. 33 – Altre passività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

83 192 / H

PASSIVITÀ NON CORRENTI

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

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	3.200	801	4.001	4.014	272	4.286
Obbligazioni ordinarie	16.520	1.445	17.965	16.044	2.959	19.003
Obbligazioni convertibili	387		387	383		383
Altri finanziatori	72	40	112	123	48	171
	20.179	2.286	22.465	20.564	3.279	23.843

L'analisi per scadenza dei debiti finanziari al 31 dicembre 2017 è la seguente:

(€ milioni)	Valore al	Scadenza							Totale quote a lungo termine	2018
		31.12.2017	2019	2020	2021	2022	Oltre			
Tipo	Scadenza									
Banche	2018-2032	4.001	1.290	729	341	143	697	3.200	801	
Obbligazioni ordinarie	2018-2043	17.965	2.486	2.371	934	697	10.032	16.520	1.445	
Obbligazioni convertibili	2022	387				387		387		
Altri finanziatori	2018-2032	112	45	3	3	3	18	72	40	
		22.465	3.821	3.103	1.278	1.230	10.747	20.179	2.286	

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €22.465 milioni (€23.843 milioni al 31 dicembre 2016) diminuiscono di €1.378 milioni essenzialmente per effetto del saldo tra le nuove accensioni per €1.842 milioni e i rimborsi per €2.973 milioni nonché, in diminuzione, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €236 milioni.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere

garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari calcolati su dati del bilancio consolidato di Eni, la cui inosservanza consente alla banca di chiedere il rimborso anticipato. Al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.664 milioni e a €1.953 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie di €17.965 milioni (€19.003 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano il programma di Euro Medium-Term Notes per complessivi €16.963 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €1.002 milioni.

83192/118

ENI - RAPPORTO FINANZIARIO ANNUALE 2017

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)
					da	a	
Società emittente							
Euro Medium Term Notes							
Eni SpA	1.500	16	1.516	EUR	2019		4,125
Eni SpA	1.200	17	1.217	EUR	2025		3,750
Eni SpA	1.000	37	1.037	EUR	2020		4,250
Eni SpA	1.000	32	1.032	EUR	2018		3,500
Eni SpA	1.000	27	1.027	EUR	2029		3,625
Eni SpA	1.000	19	1.019	EUR	2020		4,000
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR	2023		3,250
Eni SpA	1.000	7	1.007	EUR	2026		1,500
Eni SpA	900	(6)	894	EUR	2024		0,625
Eni SpA	800	1	801	EUR	2021		2,625
Eni SpA	800	(2)	798	EUR	2028		1,625
Eni SpA	750	13	763	EUR	2019		3,750
Eni SpA	750	7	757	EUR	2024		1,750
Eni SpA	750	4	754	EUR	2027		1,500
Eni SpA	700		700	EUR	2022		0,750
Eni SpA	650	(1)	649	EUR	2025		1,000
Eni SpA	600	(6)	594	EUR	2028		1,125
Eni Finance International SA	507	15	522	GBP	2018	2021	4,750
Eni Finance International SA	295	3	298	EUR	2028	2043	3,875
Eni Finance International SA	155	1	156	YEN	2019	2037	1,955
Eni Finance International SA	417	(3)	414	USD	2026		variabile
	16.774	189	16.963				
Altri prestiti obbligazionari							
Eni SpA	375	3	378	USD	2020		4,150
Eni SpA	292		292	USD	2040		5,700
Eni USA Inc	333	(1)	332	USD	2027		7,300
	1.000	2	1.002				
	17.774	191	17.965				

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.199 milioni e riguardano Eni SpA per €1.795 milioni ed Eni Finance International SA per €404 milioni. Nel corso del 2017 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €1.817 milioni di euro

e riguardano Eni SpA per €1.403 milioni ed Eni Finance International SA per €414 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Eni SpA	400	(13)	387	EUR	2022	0,000
	400	(13)	387			

Tale prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio

di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options).

Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

M

83 192 / 779

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2017 (€ milioni)	Tasso medio %	31.12.2016 (€ milioni)	Tasso medio %
Euro	20.094	2,4	21.545	2,7
Dollaro USA	1.694	4,8	1.587	5,2
Sterlina Inglese	521	5,3	540	5,3
Yen giapponese	156	2,6	171	2,6
	22.465		23.843	

Al 31 dicembre 2017 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.802 milioni, di cui €750 milioni scadenti nel 2018 (€6.236 milioni al 31 dicembre 2016). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium-Term Notes, grazie

al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2017 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €23.764 milioni (€25.358 milioni al 31 dicembre 2016) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Obbligazioni ordinarie	19.219	20.501
Obbligazioni convertibili	410	435
Banche	4.021	4.244
Altri finanziatori	114	178
	23.764	25.358

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,2% e 2,5% (-0,2% e 2,6% al 31 dicembre 2016).

ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

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

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	7.363		7.363	5.674		5.674
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.012		6.012	6.166		6.166
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita	207		207	238		238
D. Liquidità (A+B+C)	13.582		13.582	12.078		12.078
E. Crediti finanziari	209		209	385		385
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	201		201	155		155
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	801	3.200	4.001	272	4.014	4.286
H. Prestiti obbligazionari	1.445	16.907	18.352	2.959	16.427	19.386
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	164		164	191		191
L. Altre passività finanziarie a breve termine	1.877		1.877	3.050		3.050
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	40	72	112	48	123	171
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	4.528	20.179	24.707	6.675	20.564	27.239
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(9.263)	20.179	10.916	(5.788)	20.564	14.776

83 192 / 480

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.012 milioni (€6.166 milioni al 31 dicembre 2016) sono illustrate alla nota n. 9 – Attività finanziarie destinate al trading.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita di €207 milioni (€238 milioni al 31 dicembre 2016) sono non strumentali all'attività operativa e si riferiscono alla società assicurativa di gruppo Eni Insurance DAC.

I crediti finanziari di €209 milioni (€385 milioni al 31 dicembre 2016) sono a breve termine e non strumentali all'attività operativa.

Le variazioni dell'indebitamento finanziario lordo si analizzano come segue:

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Totale
Valore al 31.12.2016	23.843	3.396	27.239
Flussi di cassa	(1.131)	(581)	(1.712)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(236)	(574)	(810)
Altre variazioni non monetarie	(11)	1	(10)
Valore al 31.12.2017	22.465	2.242	24.707

30 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo esodi agevolati	Fondo contratti onerosi	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo dismissioni e ristrutturazioni	Altri fondi(*)	Totale
Valore al 31.12.2016	8.419	2.691	954	732	207	176	165	153	88	58	253	13.896
Accantonamenti		217	567	162	181	9		46		16	193	1.391
Rilevazione iniziale e variazione stima	370											370
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	271	(9)	1			1	2			(2)		264
Utilizzi a fronte oneri	(289)	(237)	(281)	(225)	(190)	(17)	(99)			(13)	(75)	(1.426)
Utilizzi per esuberanza	(10)	(17)	(50)	(52)		(32)	(1)	(10)	(3)		(25)	(200)
Differenze cambio da conversione	(646)	(1)	(95)	(66)			(7)	(7)	(1)		(11)	(834)
Altre variazioni	11	9	11	(24)	7	3			(8)	4	(27)	(14)
Valore al 31.12.2017	8.126	2.653	1.107	527	205	140	60	182	76	65	306	13.447

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

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di €8.126 milioni accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production (€7.649 milioni). Le revisioni iniziali e variazione stima di €370 milioni comprendono gli effetti del decremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare del dollaro USA, dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio e la revisione in aumento delle stime dei costi abbandono. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €271 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,1% e 5,9% (-0,01% e 5,8% al 31 dicembre 2016). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 45 anni.

Il fondo rischi ambientali di €2.653 milioni accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei

suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste alla data di bilancio un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita a Syndial SpA per €2.119 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €326 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi di €1.107 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a

me

83 192 | 781

contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio nel settore Exploration & Production per €494 milioni e nel settore Gas & Power per €457 milioni.

Il fondo per imposte di €527 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore di consociate italiane ed estere del settore Exploration & Production (€499 milioni).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di €205 milioni accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte

di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €157 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo esodi agevolati di €140 milioni è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

Il fondo per contratti onerosi di €60 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso ed accoglie in particolare le perdite attese dal mancato utilizzo di infrastrutture per il trasporto del gas. Gli utilizzi di €99 milioni si riferiscono essenzialmente agli oneri sostenuti per il mancato utilizzo di infrastrutture per la rigassificazione e trasporto del gas.

31 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
TFR	284	298
Piani esteri a benefici definiti	409	276
FISDE e altri piani medici esteri	122	124
Altri fondi per benefici ai dipendenti	207	170
	1.022	868

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

I piani esteri a benefici definiti sono relativi in particolare a fondi per piani pensione che riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria, in Germania e nel Regno Unito; la prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) e altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita e il piano di incentivazione di lungo termine. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di vesting triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno di Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali; la stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target). Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di parametri di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. Tale beneficio è stanziato pro-rata temporis lungo il triennio in funzione delle consuntivazioni dei parametri di performance.

83 192 / 482

SOCIETÀ PER AZIONI

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

(€ milioni)	31.12.2017					31.12.2016				
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	298	895	124	170	1.487	281	1.240	156	153	1.830
Costo corrente		24	2	54	80		28	2	56	86
Interessi passivi	3	29	2	1	35	6	34	3	1	44
Rivalutazioni:	(6)	54	(1)	3	50	19	22	(17)	1	25
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(14)			(14)	(2)	(2)	(1)	(2)	(7)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(5)	71		3	69	11	30	(2)	2	41
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	(3)	(1)		(5)	10	(6)	(14)	1	(9)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(1)		30	29		(7)	2	(3)	(8)
Contributi al piano:		1			1		1			1
- Contributi dei dipendenti		1			1		1			1
Benefici pagati	(10)	(37)	(5)	(37)	(89)	(8)	(33)	(6)	(31)	(78)
Riclassifica ad attività destinate alla vendita		(12)		(2)	(14)					
Variazione dell'area di consolidamento	(1)	(15)	(1)	(3)	(20)					
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		59	1	(9)	51		(390)	(16)	(7)	(413)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	284	997	122	207	1.610	298	895	124	170	1.487
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		619			619		707			707
Interessi attivi		20			20		20			20
Rendimento delle attività a servizio del piano		12			12		42			42
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione							(3)			(3)
Contributi al piano:		24			24		25			25
- Contributi dei dipendenti		1			1		1			1
- Contributi del datore di lavoro		23			23		24			24
Benefici pagati		(25)			(25)		(19)			(19)
Variazione dell'area di consolidamento		(15)			(15)					
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(47)			(47)		(153)			(153)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		588			588		619			619
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	284	409	122	207	1.022	298	276	124	170	868

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €177 milioni e di €60 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

I piani esteri a benefici definiti di €409 milioni (€276 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente fondi per piani pensione per €334 milioni (€184 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti €207 milioni (€170 milioni al

31 dicembre 2016) riguardano: (i) piani a benefici definiti per €13 milioni riferiti al fondo gas (€12 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) piani a benefici a lungo termine per €194 milioni (€158 milioni al 31 dicembre 2016) riferiti agli incentivi monetari differiti per €120 milioni (€99 milioni al 31 dicembre 2016), ai premi di anzianità per €22 milioni (€28 milioni al 31 dicembre 2016), al piano di incentivazione di lungo termine per €13 milioni (€14 milioni al 31 dicembre 2016), al piano isopensione per €28 milioni e agli altri piani a lungo termine per €11 milioni (€17 milioni al 31 dicembre 2016).



Handwritten signature or initials.

83192/783

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

(€ milioni)	TFR	Plani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2017					
Costo corrente		24	2	54	80
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(1)		30	29
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	3	29	2	1	35
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)			(20)
Totale interessi passivi (attivi) netti	3	9	2	1	15
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	9	2		14
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				3	3
Totale	3	32	4	88	127
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		23	2	88	113
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	9	2		14
2016					
Costo corrente		28	2	56	86
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(4)	2	(3)	(5)
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	6	34	3	1	44
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)			(20)
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	14	3	1	24
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	14	3		23
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(1)	(1)
Totale	6	38	7	53	104
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		24	4	53	81
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	14	3		23

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

(€ milioni)	2017				2016				
	TFR	Plani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale	TFR	Plani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Rivalutazioni:									
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(14)		(14)	(2)	(2)	(1)	1	(4)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(5)	71		66	11	30	(2)	1	40
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	(3)	(1)	(5)	10	(6)	(14)		(10)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(12)		(12)		(42)			(42)
	(6)	42	(1)	35	19	(20)	(17)	2	(16)

83 192 / 286

ENI CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS 2017

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2017									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	16	48	329	10	9	60	13	100	585
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	16	48	329	10	9	60	16	100	588
31.12.2016									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	105	49	270	11	1	65	14	101	616
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	105	49	270	11	1	65	17	101	619

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dalle società di Eni, aventi la finalità di assicurare che le attività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso

e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.

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

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2017					
Tasso di sconto	(%)	1,5	0,6-15,5	1,5	0,0-1,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,5	1,5-13,5		
Tasso d'inflazione	(%)	1,5	0,6-14,8	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		13-24	24	
2016					
Tasso di sconto	(%)	1,0	0,6-17,5	1,0	0,0-1,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0	1,0-15,0		
Tasso d'inflazione	(%)	1,0	0,6-13,5	1,0	1,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		13-24	24	

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

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2017						
Tasso di sconto	(%)	1,5-1,8	0,6-2,5	3,7-15,5	4,1-8,8	0,6-15,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,5-3,0	2,5-3,7	5,0-13,5	1,5-10,0	1,5-13,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,5-1,9	0,6-3,4	3,7-14,8	1,5-4,8	0,6-14,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21-24	22-24	13-17		13-24
2016						
Tasso di sconto	(%)	1,0-2,0	0,6-2,7	3,5-17,5	7,3-8,1	0,6-17,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,0-3,0	2,3-3,8	5,0-15,0	7,8-10,0	1,0-15,0
Tasso d'inflazione	(%)	1,0-1,8	0,6-3,4	3,5-13,5	5,0-5,5	0,6-13,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21-22	23-24	13-15		13-24

83192 FAS

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende primarie (rating AA), nei Paesi dove il mercato corrispondente è sufficientemente significativo, o i rendimenti di titoli di stato in caso contrario. Le tavole demografiche adottate sono quelle utilizzate nei singoli Paesi per l'elabora-

zione delle valutazioni IAS19. Il tasso di inflazione è coerente con il tasso di sconto adottato e determinato sulla base dell'inflazione implicita riscontrabile su titoli dei mercati finanziari. Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita del salario	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2017						
Effetto sull'obbligazione (DBD)						
TFR	(13)	14	9			
Piani esteri a benefici definiti	(72)	79	24	20		13
FISDE e altri piani medici esteri	(7)	7			7	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1			
31.12.2016						
Effetto sull'obbligazione (DBD)						
TFR	(15)	16	10			
Piani esteri a benefici definiti	(57)	66	33	15		23
FISDE e altri piani medici esteri	(7)	8			8	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	2	1			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati. L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per be-

nefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €123 milioni, di cui €59 milioni relativi ai piani a benefici definiti. Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici sanitari	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2017				
2018	16	47	5	66
2019	17	65	5	60
2020	18	70	5	46
2021	17	79	5	8
2022	14	84	5	6
Oltre	202	64	97	31
31.12.2016				
2017	13	31	5	37
2018	14	44	5	59
2019	15	33	5	52
2020	17	33	5	3
2021	19	38	5	3
Oltre	220	97	99	42

83 192 / 786

Eni SpA - Bilancio Consolidato Annuale 2017

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicata:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici sanitari	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2017					
Duration media ponderata	anni	10,1	12,5	13,7	3,0
2016					
Duration media ponderata	anni	10,3	17,9	13,9	3,4

32 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €4.269 milioni (€4.286 milioni al 31 dicembre 2016).

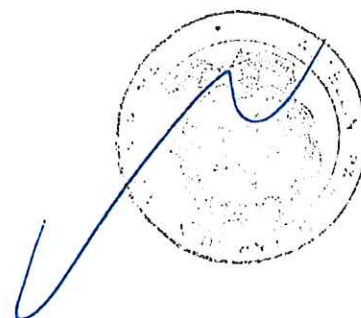
(€ milioni)	Passività per imposte differite
Valore al 31.12.2016	6.667
Incrementi	1.171
Decrementi	(835)
Differenze di cambio da conversione	(1.123)
Altre variazioni	20
Valore al 31.12.2017	5.900

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Passività per imposte differite	10.169	10.953
Attività per imposte anticipate compensabili	(4.269)	(4.286)
	5.900	6.667
Attività per imposte anticipate non compensabili	(4.078)	(3.790)
Passività per imposte differite nette	1.822	2.877

Le passività nette per imposte differite di €1.822 milioni (€2.877 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato: (i) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati

di copertura cash flow hedge (€57 milioni di imposte differite); (ii) alla rivalutazione di piani a benefici definiti ai dipendenti (€19 milioni di imposte anticipate).



Me

83 192 | 787

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

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Passività per imposte differite		
- ammortamenti eccedenti	8.323	8.899
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	1.106	1.269
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	305	348
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	70	81
- altre	365	356
	10.169	10.959
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(5.240)	(4.722)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.747)	(2.881)
- ammortamenti non deducibili	(2.164)	(2.260)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.404)	(1.413)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(801)	(906)
- over/under lifting	(395)	(270)
- benefici ai dipendenti	(194)	(163)
- utili infragruppo	(130)	(118)
- altre	(534)	(965)
	(13.609)	(13.698)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	5.262	5.622
Attività per imposte anticipate nette	(8.347)	(8.076)
Passività nette per imposte differite	1.822	2.877

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

(€ milioni)	Passività per imposte differite	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate nette	Passività nette per imposte differite
2017					
Valore Iniziale	10.953	(13.698)	5.622	(8.076)	2.877
Incrementi	1.171	(2.341)	212	(2.129)	(958)
Decrementi	(835)	1.588	(349)	1.239	404
Differenze di cambio da conversione	(1.123)	862	(202)	660	(463)
Altre variazioni	3	(20)	(21)	(41)	(38)
Valore finale	10.169	(13.609)	5.262	(8.347)	1.822
2016					
Valore Iniziale	10.780	(12.307)	5.099	(2.208)	3.572
Incrementi	1.796	(2.994)	667	(2.327)	(531)
Decrementi	(1.486)	1.208	(254)	954	(532)
Differenze di cambio da conversione	229	(185)	80	(105)	124
Altre variazioni	(366)	580	30	610	244
Valore finale	10.953	(13.698)	5.622	(8.076)	2.877

I decrementi delle passività nette per imposte differite di €404 milioni comprendono €115 milioni di svalutazioni nette di attività per imposte anticipate per effetto della riforma fiscale negli USA.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde ad un'aliquota del 24% per le imprese italiane e ad un'aliquota media del 36,7% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a €17.773 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €13.545 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €10.097 milioni e a società estere per €7.676 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €2.421 milioni e €2.819 milioni.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate di €5.262 milioni è riferito a società italiane per €3.947 milioni e a società estere per €1.315 milioni.

83 192 / #88

SRI - Bilancio Consolidato Finanziario Annuale 2017

33 Altre passività non correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	91	161
Passività per imposte sul reddito	36	35
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	9	9
Depositi cauzionali	255	265
Altri debiti	45	51
Altre passività	1.043	1.247
	1.479	1.768

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 34 - Strumenti finanziari derivati.

I depositi cauzionali di €255 milioni (€265 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano per €215 milioni (€224 milioni al 31 dicembre 2016) depositi ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica.

Le altre passività di €1.043 milioni (€1.247 milioni al 31 dicembre

2016) comprendono la quota a lungo termine di €584 milioni (€664 milioni al 31 dicembre 2016) degli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 28 - Altre passività correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 - Rapporti con parti correlate.

34 Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su valute						
- Currency swap	170	86	2	188	268	2
- Interest currency swap	41	45	2	38	83	2
- Outright	3	5	2	17	15	2
	214	136		243	366	
Contratti su interessi						
- Interest currency swap	9	5	2	10	12	2
	9	5		10	12	
Contratti su merci						
- Future	796	771	1	624	611	1
- Over the counter	81	97	2	133	120	2
- Opzioni					1	2
- Altro	1	2	2	4	5	2
	878	870		761	737	
	1.101	1.011		1.014	1.115	
Contratti derivati di negoziazione						
Contratti su merci						
- Over the counter	683	829	2	1.495	1.490	2
- Future	395	390	1	561	574	1
- Opzioni	133	114	2	211	157	2
	1.211	1.333		2.267	2.221	
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	227	21	2	309	150	2
- Future	35		1	1	18	1
	262	21		310	168	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	16	16	2	46	46	
Totale contratti derivati lordi	2.590	2.381		3.637	3.550	
Compensazione	(1.279)	(1.279)		(1.281)	(1.281)	
Totale contratti derivati netti	1.311	1.102		2.356	2.269	
Di cui:						
- correnti	1.231	1.011		2.248	2.108	
- non correnti	80	91		108	161	

Me

83 192 | 789

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

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

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda operazioni sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di

approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 36 – Patrimonio netto e n. 40 – Costi operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili di €16 milioni riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 29 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine. La compensazione degli strumenti finanziari derivati di €1.279 milioni (€1.281 milioni al 31 dicembre 2016) è riferita ad Eni Trading & Shipping SpA per €1.144 milioni (€1.145 milioni al 31 dicembre 2016) e ad Eni Trading & Shipping Inc per €135 milioni (€136 milioni al 31 dicembre 2016).

Nel corso dell'esercizio 2017 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

35 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €323 milioni e €87 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. I valori d'iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €241 milioni (di cui attività correnti €31 milioni) e €65 mi-

lioni (di cui passività correnti €27 milioni); (ii) la cessione da parte di Lasmo Sanga Sanga del ramo d'azienda relativo alla quota del 26,25% (intera quota posseduta) nel PSA del giacimento a gas e condensati di Sanga Sanga. I valori d'iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili del ramo d'azienda ammontano rispettivamente a €53 milioni (di cui attività correnti €37 milioni) e €22 milioni (di cui passività correnti €10 milioni); (iii) la cessione del 50% (intera quota posseduta) della partecipazione nella joint venture Unimar Llc e di attività materiali e partecipazioni minoritarie per un valore di iscrizione complessivo di €29 milioni.

36 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

(€ milioni)	Risultato netto		Patrimonio netto	
	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
EniPower Mantova SpA	4	5	23	21
Adriaplin Doo	2	2	14	13
Serfactoring SpA	(3)		12	15
	3	7	49	49

83192 / 190

ENI RENDICONTO FINANZIARIO 2017

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	183	189
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale		4
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(114)	(112)
Altre riserve	280	211
Riserva per differenze cambio da conversione	4.818	10.319
Azioni proprie	(581)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	35.966	40.367
Acconto sul dividendo	(1.441)	(1.441)
Utile (perdita) dell'esercizio	3.374	(1.464)
	48.030	53.037

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2017, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2016).

Il 13 aprile 2017, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di €0,40 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 di €0,40 per azione. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2016 ammonta perciò a €0,80.

Riserva legale

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

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie di €581 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge, riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita e riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti

Le riserve per valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e per piani a benefici definiti per i dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani e benefici definiti per i dipendenti			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31.12.2016	246	(57)	189	5	(1)	4	(99)	(13)	(112)	152	(71)	81
Variazione dell'esercizio 2017	(59)	14	(45)	(5)	1	(4)	(33)	29	(4)	(97)	44	(53)
Differenze cambio							(1)	3	2	(1)	3	2
Rigiro dell'esercizio 2017	53	(14)	39							53	(14)	39
Riserva al 31.12.2017	240	(57)	183				(133)	19	(114)	107	(38)	69
Riserva al 31.12.2015	(637)	163	(474)	9	(1)	8	(111)	10	(101)	(739)	172	(567)
Variazione dell'esercizio 2016	360	(90)	270	(3)		(3)	16	(35)	(19)	373	(125)	248
Differenze cambio							(4)	12	8	(4)	12	8
Rigiro dell'esercizio 2016	523	(130)	393	(1)		(1)				522	(130)	392
Riserva al 31.12.2016	246	(57)	189	5	(1)	4	(99)	(13)	(112)	152	(71)	81

Altre riserve

Le altre riserve di €280 milioni (€211 milioni al 31 dicembre 2016) si analizzano come segue:

- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2016);

- per €63 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2016);
- per €90 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (€21 milioni al 31 dicembre 2016);
- per €4 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 48,55% di interessenze di terzi relative a Tigáz Zrt (stesso ammontare al 31 dicembre 2016);

me

83192 (791)

- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,99% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2016).

Riserva per differenze cambio

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

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni

ordinarie Eni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) possedute da Eni SpA.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo 2017 di €1.441 milioni pari a €0,40 per azione è stato deliberato il 14 settembre 2017 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 20 settembre 2017.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2017 comprende riserve distribuibili per circa €43,2 miliardi.

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

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	3.586	4.521	42.529	41.935
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(466)	(5.480)	6.110	12.384
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(1)	(44)	145	240
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	202	(188)	719	461
- eliminazione di utili infragruppo	(88)	(56)	(807)	(801)
- imposte sul reddito differite e anticipate	144	(210)	(617)	(1.133)
	3.377	(1.457)	48.079	53.086
Interessenze di terzi	(3)	(7)	(49)	(49)
Come da bilancio consolidato	3.374	(1.464)	48.030	53.037

37 Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2017	2016	2015
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	166	6.526	44
Attività non correnti	814	8.615	125
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(252)	(5.415)	(77)
Passività correnti e non correnti	(205)	(6.334)	(45)
Effetto netto dei disinvestimenti	523	3.392	47
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		(1.006)	(34)
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	2.148	11	66
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		(1.872)	
Interessenze di terzi	2.671	532	79
Totale prezzo di vendita			
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(9)	(894)	(6)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	2.662	(362)	73

I disinvestimenti 2017 riguardano: (i) la cessione a ExxonMobil del 25% del permesso esplorativo Area 4 nell'offshore del Mozambico dove sono state rinvenute significative risorse a gas per le quali sono in corso i progetti di sviluppo, in particolare nel 2017 è stata finalizzata la FID del progetto Coral FLNG. L'incasso della cessione è stato di €2.362 milioni ai quali si aggiunge

l'accollo della corrispondente frazione dei debiti finanziari del ramo d'azienda ceduto di €264 milioni; (ii) la cessione del 100% della società consolidata di Eni Gas & Power NV e della sua controllata Eni Wind Belgium NV che operano nelle attività Gas & Power Retail in Belgio con un incasso di €302 milioni e disponibilità liquide ed equivalenti cedute di €8 milioni.

83192/192

di Relazione Finanziaria - Anno 2017

38 . Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		5.594	5.594		5.868	5.868
Imprese controllate non consolidate		181	181		246	246
Imprese in joint operation consolidate		1	1		1	1
Imprese in joint venture e collegate	6.124	3.922	10.046	6.124	2.112	8.236
Altri		352	352		202	202
	6.124	10.050	16.174	6.124	8.429	14.553

Le garanzie di €16.174 milioni (€14.553 milioni al 31 dicembre 2016) aumentano di €1.621 milioni per effetto, essenzialmente, delle garanzie rilasciate a beneficio delle parti terze che hanno gli obblighi contrattuali di costruire e finanziare l'unità di Floating Production di LNG ai fini dello sviluppo delle riserve gas della scoperta Coral nel permesso Area 4 nell'offshore del Mozambico. Eni è operatore con una quota del 25% del progetto attraverso la partecipazione azionaria del 35,71% nella joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA) a valle della cessione, perfezionata lo scorso dicembre, a ExxonMobil del 50% della partecipazione precedentemente posseduta. Il progetto Coral ha ottenuto la FID il 1° giugno 2017 a seguito della firma rispettivamente: (i) del contratto di Engineering Procurement Construction Installation and Commissioning (EPCIC) per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (Floating LNG - FLNG) con il consorzio TJS (Technip - JGC - Samsung Heavy Industries) del valore di \$5.248 milioni, pari a €4.375 milioni; (ii) degli accordi di project financing con Export Credit Agencies (Sace, BPI, K-Exim, K-Sure e Sinosure) e banche commerciali dell'ammontare complessivo di \$4.676 milioni, pari a €3.898 milioni. L'impianto FLNG della capacità di produzione di circa 3,37 milioni di tonnellate/anno di LNG sarà di proprietà della società di scopo Coral FLNG SA partecipata da Eni inizialmente al 50% e attualmente al 25% successivamente all'ingresso di ExxonMobil nella compagine societaria. Tale società di scopo eseguirà un servizio di liquefazione del gas, stoccaggio e caricamento su navi metaniere a beneficio dei Concessionari dell'EPCIC di Area 4, gli upstreamer. Il gas liquefatto sarà venduto alla società petrolifera BP sulla base di un contratto di lungo termine con clausola di take-or-pay della durata di 20 anni con l'opzione di estenderne la durata fino ad altri dieci anni consecutivi (LNG Sale and Purchase Agreement). A copertura degli obblighi contrattuali derivanti dal contratto di EPCIC Eni, tramite una propria controllata, ha emesso a beneficio del Consorzio TJS una Parent Company Guarantee pro-quota a copertura di eventuali pagamenti non onorati da parte di Coral FLNG SA fino all'ammontare massimo di \$1.312 milioni, pari a €1.094 milioni, corrispondenti al 25% del valore del contratto. Il valore della garanzia decresce nel corso della durata del contratto in accordo alla struttura dei pagamenti. Nella fase relativa alla costruzione e messa in esercizio dell'impianto FLNG, il project financing sarà assistito dalla garanzia di rimborso (cosiddetta "Debt Service Undertaking" - "DSU") per un valore massimo stimato di \$6.400 milioni, pari a \$1.600 milioni (€1.334 milioni) in proporzione alla quota del 25% di partecipazione di Eni all'iniziativa industriale. Nella fase di esercizio dell'impianto, una volta superati tutti i performance test richiesti dai lender, tale garanzia sarà rilasciata e il finanziamento diventerà interamente non recourse nei confronti degli

Sponsor e dei Concessionari. Nella fase di esercizio, le garanzie a favore dei lender saranno limitate al solo perimetro del progetto, senza dare in garanzia le riserve gas, con rimborso del finanziamento e dei costi accessori in base al meccanismo del "pay-when-paid", secondo cui il rimborso avverrà in base agli incassi derivanti dalle vendite dell'LNG generato dal progetto al long-term buyer, senza obbligo per Eni e per gli altri Sponsor e Concessionari di ripianare eventuali deficit. Inoltre, gli Sponsor hanno sottoscritto, direttamente o mediante proprie affiliate, una linea di credito, impegnandosi ognuno pro-quota a finanziare: (i) gli esborsi equity di competenza di ENH fino ad un importo massimo di \$500 milioni, pari a €417 milioni (\$139 milioni pari a €116 milioni in quota Eni); (ii) la quota di DSU di spettanza ENH fino ad un importo massimo di \$640 milioni, pari a €533 milioni (\$178 milioni pari a €148 milioni in quota Eni 25%). Infine, in base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del primo piano di sviluppo delle riserve del permesso, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di \$1.500 milioni, pari a €1.250 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp ed ENH) e degli altri due soci della joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA, ciascuno proporzionalmente al proprio participating interest, diretto o indiretto, nell'EPCIC di Area 4, in particolare pari rispettivamente al 20% e al 25% per i due soci della joint operation, CNPC e ExxonMobil, quest'ultima a seguito dell'acquisto di Eni del 35,7% della joint operation perfezionato nel dicembre 2017.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate consolidate di €5.594 milioni (€5.868 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €2.312 milioni (€1.965 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.201 milioni (€1.380 milioni al 31 dicembre 2016); (iii) la garanzia bancaria di €1.010 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) rilasciata a GasTerra

83 192 / 493

al fine di ottenere la rinuncia da parte di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro operato sulla partecipazione Eni in Eni International BV richiesto e ottenuto dal giudice olandese nel mese di luglio 2016; (iv) rischi assicurativi per €137 milioni che Eni ha riassicurato (€141 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €5.563 milioni (€5.784 milioni al 31 dicembre 2016). Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €181 milioni (€246 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €176 milioni (€240 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €12 milioni (€53 milioni al 31 dicembre 2016).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €10.046 milioni (€8.236 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (collegata Saipem); a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluso il gruppo Saipem, garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente

assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.623 milioni (€82 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €1.334 milioni riferiti alle garanzie rilasciate nell'ambito del progetto di sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico; (iii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €2.122 milioni (€1.705 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €1.094 milioni relativi agli impegni assunti per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nell'ambito del progetto di sviluppo riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico e €1.008 milioni rilasciati nell'interesse del gruppo Saipem (€1.705 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €2.594 milioni (€2.109 milioni al 31 dicembre 2016).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €352 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano essenzialmente: (i) la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse di ENH per lo sviluppo della scoperta Coral nell'offshore del Mozambico per €148 milioni (\$178 milioni in quota Eni 25%); (ii) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €169 milioni (€193 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €224 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2016).

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Impegni	14.498	20.682
Rischi	691	605
	15.189	21.287

Gli impegni di €14.498 milioni (€20.682 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €11.289 milioni (€12.415 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) gli impegni assunti dal settore Exploration & Production a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO per €4.344 milioni al 31 dicembre 2016 sono stati azzerati a seguito dell'avvio dei progetti di sviluppo in Angola e in Ghana operati attraverso le suddette navi FPSO la cui acquisizione in leasing operativo hanno comportato l'iscrizione dei canoni futuri non cancellabili nella tabella "Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali" della presente sezione; (iii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti rispettivamente della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031) e della società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della relativa capacità di rigassificazione del terminale per 5,8 miliardi di metri cubi/anno per un termine analogo. Tali impegni contrattuali stimati rispettivamente in €2.113 milioni e €948 milioni (€2.541 milioni e €1.156 milioni al 31 dicembre 2016) sono valorizzati nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di

sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €128 milioni (€129 milioni al 31 dicembre 2016); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di €691 milioni (€605 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €235 milioni (€334 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €456 milioni (€271 milioni al 31 dicembre 2016).

Impegni non quantificabili

La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa \$16 miliardi (€13,3 miliardi), pur non costituendo un riferimento valido per valorizza-

83192/194

ENI - RENDICONTO FINANZIARIO ANNO 2017

M...

3

me

re la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

Con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

RISCHI FINANZIARI

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

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrare tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Linee di Business di Eni SpA/Consociate) alla linea di business Gas & LNG Marketing and Power che gestisce la componente di rischio mercato in un'ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading

Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta.

Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il man-

83192/495

tenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.

Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO DI CAMBIO

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

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

RISCHIO DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

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

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di

carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici.

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

RISCHIO DI MERCATO - COMMODITY

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

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione

83 192/496

Eni Bilancio Consolidato Annuale 2017

tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Linee di Business trasferiscono all'unità di Portfolio Management il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come

la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito. L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per tutto il corso degli esercizi 2014-2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2017 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2016) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione).

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

(€ milioni)	2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	3,76	1,72	2,38	2,58	5,27	2,55	3,62	3,42
Tasso di cambio ^(a)	0,57	0,08	0,22	0,26	0,34	0,04	0,14	0,17

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

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

(€ milioni)	2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	21,14	5,15	12,24	5,15	19,03	4,23	10,24	9,41
Trading ^(b)	2,29	0,21	0,79	0,66	2,58	0,27	0,87	1,35

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale, consociate estere delle Divisioni operative e, a partire da ottobre 2016, dell'area di business Eni gas e luce. Per quanto riguarda le aree di business Gas & Power, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GLP e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ul-

timi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale

ne

83192/797

gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

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

L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di: (i) rapporto massimo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri (leverage); (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio-lungo termine sull'indebitamento totale; (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio-lungo termine; e (iv) livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio-lungo termine

scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (ii) fronteggiare fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni); (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

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

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2017 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Positive per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stable per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Nel 2017 sono stati emessi bond per €1,8 miliardi nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes.

Al 31 dicembre 2017, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €11.625 milioni di cui €41 milioni committed. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €5.802 milioni, di cui €750 milioni scadenti entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

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

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

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	
31.12.2017							
Passività finanziarie a lungo termine	2.000	4.084	2.857	1.279	1.246	10.810	22.276
Passività finanziarie a breve termine	2.242						2.242
Passività per strumenti finanziari derivati	1.011	64	10	1	16		1.102
	5.253	4.148	2.867	1.280	1.262	10.810	25.620
Interessi su debiti finanziari	582	511	411	304	250	1.455	3.513
Garanzie finanziarie	473						473
	Anni di scadenza						Totale
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	
31.12.2016							
Passività finanziarie a lungo termine	2.988	2.090	4.044	2.914	1.285	10.332	23.653
Passività finanziarie a breve termine	3.396						3.396
Passività per strumenti finanziari derivati	2.108	36	76		46	3	2.269
	8.492	2.126	4.120	2.914	1.331	10.335	29.318
Interessi su debiti finanziari	696	557	486	386	277	1.605	4.007
Garanzie finanziarie	84						84

83 192 / 498

Eni Rottazione Finanziaria - Anni di Scadenza

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2018	2019-2022	Oltre	
31.12.2017				
Debiti commerciali	10.890			10.890
Altri debiti e anticipi	5.858	19	26	5.903
	16.748	19	26	16.793
	Anni di scadenza			
	2017	2018-2021	Oltre	Totale
31.12.2016				
Debiti commerciali	11.038			11.038
Altri debiti e anticipi	5.665	29	22	5.716
	16.703	29	22	16.754

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

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

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative: (i) ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di riti-

rare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management; (ii) ai contratti di leasing operativo di unità FPSO nel settore Exploration & Production, tra le quali in particolare le navi FPSO che operano i progetti Offshore Cape Three Points in Ghana e il Blocco 15/06 in Angola della durata compresa tra i 12 e i 21 anni.

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

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili^(a)	883	525	485	371	329	1.939	4.532
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)	348	411	398	375	207	13.047	14.786
Costi relativi a fondi ambientali	317	311	282	228	178	1.357	2.673
Impegni di acquisto^(c)	10.989	9.862	8.223	8.239	8.071	62.452	107.830
- Gas							
Take-or-pay	8.644	8.708	7.452	7.542	7.553	60.345	100.244
Ship-or-pay	1.272	760	516	468	380	1.291	4.687
- Altri impegni di acquisto con clausola ship-or-pay	110	99	87	73	59	161	589
- Altri impegni di acquisto ^(d)	963	295	168	150	79	655	2.310
Altri Impegni	11	3	2	2	2	108	128
- Memorandum di intenti Val d'Agri	11	3	2	2	2	108	128
	12.548	11.112	9.390	9.209	8.787	78.903	129.949

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(d) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €948 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €31,6 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un

progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

ne

83 192 / 799

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2018	2019	2020	2021	Oltre	
Impegni per investimenti committed	6.309	5.688	4.717	3.375	3.770	23.859

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

(€ milioni)	2017			2016		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Titoli ^(a)	6.012	(111)		6.166	(21)	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(b)	209	793		87	(465)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(a)	73			75		
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(a)	207	9	(4)	238	9	(4)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(c)	15.583	(958)		17.324	(1.116)	
- Crediti finanziari ^(a)	1.918	(116)		2.328	128	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	16.793	(51)		16.754	287	
- Debiti finanziari ^(a)	24.707	(1.137)		27.239	(291)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura^(a)		(42)	(6)		(524)	883

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €44 milioni di oneri (proventi per €17 milioni nel 2016) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €837 milioni di proventi (oneri per €482 milioni nel 2016).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per €933 milioni di oneri (oneri per €840 milioni nel 2016) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €25 milioni di oneri (oneri per €276 milioni nel 2016) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per €54 milioni di oneri (oneri per €523 milioni nel 2016) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €12 milioni di proventi (oneri per €1 milione nel 2016) (componente time value).

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2017			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	16.952	1.215	15.737
Altre attività correnti	2.852	1.279	1.573
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	17.963	1.215	16.748
Altre passività correnti	2.794	1.279	1.515
31.12.2016			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	18.489	896	17.593
Altre attività correnti	3.872	1.281	2.591
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	17.599	896	16.703
Altre passività correnti	3.880	1.281	2.599

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) per €1.279 milioni (€1.281 milioni al 31 dicembre 2016) la compensazione di attività e passività correnti per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €1.144 milioni (€1.145 milioni al 31 dicembre 2016) e di Eni Trading & Shipping Inc per €135 milioni (€136 milioni

al 31 dicembre 2016); (ii) per €1.215 milioni (€896 milioni al 31 dicembre 2016) la compensazione di crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €1.041 milioni (€845 milioni al 31 dicembre 2016) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €174 milioni (€51 milioni al 31 dicembre 2016).

83 192 / 800

Eni Bilancio Consolidato 2017

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 30 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

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

- (i) **Syndial SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotona (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotona un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà di EniChem Agricoltura nel 1991. Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti ed è stata effettuata la messa in sicurezza nel 1999-2000. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura per l'ulteriore corso e l'eventuale richiesta di rinvio a giudizio. La difesa ha presentato richiesta di archiviazione, mentre il Comune di Crotona si è costituito parte offesa. La Procura di Crotona ha notificato avviso di chiusura delle indagini preliminari. Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotona un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica dell'area denominata "Farina Trappeto". La società ha presentato un nuovo progetto di bonifica già ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente.
- (ii) **Syndial SpA e Versalis SpA – Sito di Porto Torres.** Nel 2011 la Procura di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Nel 2013 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari e nuova contestazione da parte della Procura per imputazioni in forma colposa e non dolosa. A esito dell'udienza preliminare il Tribunale di Sassari ha disposto sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. A seguito di ricorso in Cassazione della Procura, la Corte ha riconosciuto la fondatezza della questione di legittimità costituzionale circa i termini di prescri-

ne per il reato di disastro e ha accolto l'istanza, trasmettendo gli atti alla Corte Costituzionale. La Corte Costituzionale ha dichiarato non fondata la questione, ritenendo che la parificazione del termine prescrizione per l'ipotesi dolosa e la corrispondente ipotesi colposa sia espressione di una non irragionevole discrezionalità legislativa sull'assunto che, in rapporto a determinati delitti colposi che suscitano particolare allarme sociale – come il disastro – la complessità degli accertamenti necessari giustifichi un allungamento dei termini di prescrizione. Si è in attesa della remissione degli atti alla Corte di Cassazione e successivamente alla Procura di Sassari.

- (iii) **Syndial SpA e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Syndial) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Syndial e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Syndial e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto tutti gli indagati Syndial e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Syndial ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011. Nessun riferimento è stato effettuato dal Giudice all'eventuale inefficacia della barriera idraulica e degli interventi di messa in sicurezza di emergenza su cui si fondava la posizione della Procura. La difesa ha presentato appello.
- (iv) **Syndial SpA – Discarica di Minciaredda, sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Syndial è contestata anche la violazione del D.Lgs. 231/01. Con riferimento alla procedura di bonifica dell'area Minciaredda, nel gennaio 2016 la Conferenza di Servizi Decisoria ha approvato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde dell'area di Minciaredda. Syndial ha ottenuto le necessarie autorizzazioni ministeriali e giudiziarie per avviare i lavori. È stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari.
- (v) **Syndial SpA – Palte fosfatiche, sito di Porto Torres (1).** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche" ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Syndial è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. Le indagini sono in corso.
- (vi) **Syndial SpA – Palte fosfatiche, sito di Porto Torres (2).** Nel 2015 la Procura di Sassari ha disposto il sequestro probatorio dei sistemi di contenimento (BULK) delle acque meteoriche dilavanti l'area "palte fosfatiche", acque raccolte da Syndial sulla base del prov-

Mancini

Mancini

Me

83 192 / 801

vedimento di autorizzazione rilasciato dal Prefetto e dal Tribunale di Sassari. Ai medesimi indagati è stato altresì notificato avviso di garanzia per i reati di omessa bonifica e gestione non autorizzata di rifiuti radioattivi. La Procura ha disposto l'interruzione delle operazioni di raccolta, regimazione e copertura dell'area palte già peraltro autorizzate. Syndial ha presentato istanza di prosecuzione attività al Tribunale di Sassari. Le indagini sono in corso.

(vii) **Syndial SpA – Clorosoda.** Procedimento avviato nei confronti di 17 ex dipendenti di società riconducibili al Gruppo Eni, che ha ad oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto Clorosoda, gestito dalle società anzidette. I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto, al 1998, anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto dal Giudice lo svolgimento di una perizia medico-legale su oltre cento lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto. La relazione predisposta dai periti nominati dal Giudice esclude la presenza di elementi scientificamente apprezzabili per ritenere che le patologie lamentate per tutti i casi sottoposti all'accertamento siano conseguenza dell'esposizione alle sostanze proprie del ciclo produttivo dell'impianto clorosoda-dicloroetano. I periti hanno, inoltre, affermato che non si riscontrano violazioni della normativa in materia di controllo e igiene industriale. A seguito della perizia la Procura ha emesso l'avviso di conclusione delle indagini preliminari in relazione a 4 casi, contestando il reato di lesioni personali e formulato la richiesta di rinvio a giudizio solo in relazione alla specifica vicenda che riguarda un ex lavoratore nel frattempo deceduto. Rispetto all'iniziale contestazione, che aveva ad oggetto numerosi (oltre cento) casi di lesioni personali e omicidio colposo, il procedimento dunque si è ridimensionato. A seguito dell'udienza preliminare del giugno 2017 il Giudice ha accolto le argomentazioni difensive e ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati; la Procura ha proposto appello.

Anche in relazione al procedimento stralcio avente ad oggetto i 4 casi anzidetti il Giudice ha pronunciato la sentenza di non luogo a procedere.

(viii) **Syndial SpA – Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Syndial, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Syndial è costituita in giudizio quale responsabile civile. Le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli indagati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Syndial ha concluso alcuni accordi transattivi. Nel novembre 2016 il Giudice ha assolto gli imputati per tutti i casi contestati ad eccezione di uno, per il quale ha emesso sentenza di condanna per 6 dei 15 imputati. Le difese degli imputati, la Procura e le parti civili hanno proposto appello. In attesa di fissazione udienza.

(ix) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro Innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto puntuali episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento pende in fase di prima udienza dibattimentale.

(x) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Oli Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. L'interruzione ha riguardato una produzione di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, che ha emesso dapprima un provvedimento temporaneo di dissequestro degli impianti per l'esecuzione delle modifiche e poi, a esito di sopralluogo dei consulenti della Procura, il dissequestro definitivo. Una volta ottenute le necessarie autorizzazioni ministeriali e regionali, nell'agosto 2016 Eni ha riavviato la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 e su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nel maggio 2016 si era conclusa l'indagine della Procura con la richiesta di rinvio a giudizio per tutti gli imputati e la Società. L'udienza preliminare si è conclusa nell'aprile 2017 con la conferma del rinvio a giudizio per tutti gli imputati e la persona giuridica. Il processo si è aperto nel novembre 2017 e ad oggi pende in fase dibattimentale.

(xi) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Oli Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi emesso verbale di contravvenzione da parte dell'Ispettorato del Lavoro di Potenza nei confronti dei Datori di

83 192 / 802

Eni Risparmio Finanziario - Periodo 2017

Lavoro storici del COVA per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato per le quali indaga la Procura in fattispecie delittuose di disastro, morte e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Considerato il livello di rischio, nel dicembre 2017 Eni ha proposto richiesta di incidente probatorio sul tema salute che è stata respinta.

(xii) Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri – Spill Serbatoio.

Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite da Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio, mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – allo stato scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è in corso il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, che è stato approvato da tutti gli Enti competenti. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di inquinamento ambientale nei confronti del precedente e dell'attuale Responsabile del COVA, del Responsabile HSE e dell'Operation Manager in carica al momento del fatto. Le indagini sono in corso. In data 18 aprile 2017 Eni ha di propria iniziativa sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale del 19 aprile. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento. Sono in corso le trattative per il risarcimento dei danni lamentati dai privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la società ha presentato Ricorso Straordinario al Presidente della Repubblica avverso le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco del 30 ottobre 2017 e del 15 dicembre 2017 con le quali si chiede ad Eni di integrare il Rapporto di Sicurezza ed. 2016 con la valutazione del top event "perdite dai fondi dei serbatoi di stoccaggio del greggio". Con il ricorso Eni ha replicato a tale nota precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dall'evento dimostrano che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

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

- (i) **Syndial SpA - Risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore (Pieve Vergonte).** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial al predetto risarcimento, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Syndial ha appellato la predetta sentenza ritenendola fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto e comunque assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando elementi che potessero giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Nel corso del giudizio di appello il CTU ha convalidato le attività dei tavoli tecnici svolti dalla società con gli Enti tecnici nazionali e locali e ha ritenuto che (i) nessuna ulteriore misura di riparazione primaria debba essere realizzata; (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Syndial per un valore complessivo di circa €7 milioni; (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Syndial con MNR (monitoraggio del natural recovery) che stima in 20 anni. Nel marzo 2017 la Corte di Appello, confermando la valutazione del CTU: (i) ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (art. 18 Legge 349/1986); (ii) ha annullato la precedente condanna di Syndial a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Syndial l'esecuzione del Progetto Operativo di Bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa. Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Syndial delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Syndial, approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione (nonché coperto dai relativi fondi); (iii) ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Successivamente al termine dell'esercizio di riferimento, in data 4 aprile 2018 il Ministero dell'Ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello.
- (ii) **Syndial SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccettuando, in particolare,

MNR

3

Ne

83 192/803

le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni. L'atto, che le società coinsediate hanno impugnato nel dicembre 2017, costituisce formale messa in mora ai fini dell'azione di danno ambientale.

- (iii) **Eni SpA – Syndial SpA – Raffineria di Gela SpA - Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Syndial ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di 33 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Syndial), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità, a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Le operazioni condotte dai periti del Tribunale e dai periti di parte hanno prodotto valutazioni tecniche molto distanti fra loro, pertanto non è stato raggiunto un accordo conciliativo. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. I giudizi pendono nella fase dell'istruttoria.
- (iv) **Syndial SpA – Risarcimento del danno ambientale (sito di Cengio).** È pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio, i quali hanno citato Syndial perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (oggi Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Nel febbraio 2014 il Tribunale ha ordinato di procedere ad indagine tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle cd. perdite temporanee. L'ipotesi di una transazione con il Ministro dell'Ambiente e gli Enti territoriali coinvolti non ha avuto seguito. Il Giudice ha riavviato l'iter processuale che prosegue con la fase della CTU.
- (v) **Syndial SpA e Versalis SpA – Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Syndial e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli per asserito danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva. In particolare, l'atto inquadra la responsabilità di Syndial e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare

rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso una discarica non autorizzata di proprietà di un terzo (a circa 2 km dall'abitato di Melilli). La pretesa ammonta a €500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società gestore della discarica. Con sentenza pubblicata nel giugno 2017, il giudice ha accolto tutte le istanze difensive di Syndial e Versalis ritenendo le richieste del Comune inammissibili per carenza di legittimazione attiva e comunque infondate o non provate e condannandolo al rimborso delle spese di giudizio. Nel settembre 2017 il Comune ha proposto appello chiedendo di rimettere in istruttoria la causa con l'ammissione di una CTU, nonché la sospensione della provvisoria esecutività della sentenza di primo grado.

- (vi) **Eni – Raffineria di Gela SpA – EniMed SpA – Syndial SpA.** Nel dicembre 2015, 273 cittadini di Gela hanno presentato un ricorso ex art. 700 c.p.c. per chiedere che il Tribunale disponesse la fermata di tutte le attività produttive delle società del Gruppo Eni presenti nella piana di Gela al fine di porre fine all'impatto ambientale delle stesse sull'ambiente circostante e sulla salute della popolazione locale. I ricorrenti hanno chiesto altresì di nominare dei commissari ai quali affidare la gestione della fermata degli impianti e la prosecuzione degli interventi di bonifica dell'area. Inoltre è stato chiesto di ordinare al Comune di Gela, quale Autorità competente in materia di tutela sanitaria, di adottare ogni provvedimento ritenuto utile a preservare la salute della popolazione locale. L'iniziativa giudiziaria trae origine dalla presunta situazione di generale compromissione ambientale del sito e dalla conseguente necessità di tutelare la popolazione da seri rischi per la salute. L'iniziativa è stata promossa anche a seguito di talune relazioni tecniche depositate dai periti del Tribunale in un procedimento pre-contenzioso volto ad accertare la sussistenza di un nesso causale tra l'inquinamento di origine industriale e le malformazioni registrate nella città di Gela. A seguito di articolata istruttoria, nel dicembre 2017 il Tribunale di Gela ha rigettato tutte le richieste dei ricorrenti, condannandoli al pagamento delle spese processuali. Avverso tale provvedimento è stato proposto reclamo.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

- (i) **Eni SpA – Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia In A.S.").** Nel gennaio 2013 Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel. La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. In via principale, la richiesta complessiva nei confronti di tutte le compagnie petrolifere in solido ammonta a circa €908 milioni, di cui €777 milioni per maggiori costi di fornitura del jet

83 192804

fuel e €131 milioni per perdita di profitto dovuta alla minore capacità competitiva. Alitalia in A.S. ipotizza che l'intesa le avrebbe impedito di ricorrere all'autofornitura per approvvigionarsi di carburante avio nel periodo in cui il presunto cartello è stato accertato dall'AGCM (1998-2006) e nei tre anni successivi (ossia sino al 2009, anno in cui Alitalia ha interrotto i propri servizi di volo). In via subordinata, il danno richiesto a titolo di responsabilità solidale è pari ad almeno €395 milioni, di cui €334 milioni circa a titolo di danno emergente (quantificato da Alitalia in A.S. come sovrapprezzo rispetto al prezzo competitivo del jet fuel per il periodo 1998-2006) e €61 milioni circa a titolo di lucro cessante, per i pregiudizi che l'intesa avrebbe arrecato alla propria capacità competitiva. Nel maggio 2014 il Tribunale di Roma ha dichiarato la connessione con un giudizio in precedenza proposto dalla medesima Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano avverso altre compagnie petrolifere partecipanti all'intesa. Il giudizio è stato pertanto riassunto da Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano che, nel settembre 2017 ha stabilito che, quanto alle domande di Alitalia in A.S.: (i) per il periodo 1998 - fine 2004 si sono prescritte; (ii) per il periodo successivo al giugno 2006 non si debba dar luogo ad alcun ulteriore accertamento, essendo Alitalia venuta meno ai propri oneri di allegazione; (iii) per il solo periodo compreso tra il dicembre 2004 ed il giugno 2006 verrà espletata apposita consulenza tecnica d'ufficio (CTU). A fronte di questo contenzioso è stato effettuato un accantonamento al fondo rischi legali e oneri.

- (ii) **Arbitrato Eni/GasTerra.** Nel 2013 Eni ha avviato un arbitrato nei confronti di GasTerra, in base ad un contratto di fornitura gas stipulato nel 1986, per una revisione del prezzo applicato alle forniture di gas del periodo 2012-2015, concordando altresì con GasTerra l'applicazione di un prezzo provvisorio fino alla definizione di un nuovo prezzo contrattuale per accordo o per lodo arbitrale. Il lodo arbitrale non ha accolto la domanda di Eni, senza tuttavia determinare il nuovo prezzo applicabile al contratto nel periodo di riferimento. GasTerra ritiene che il lodo arbitrale, non accogliendo la domanda di Eni, ripristini l'originario prezzo contrattuale e, sulla base di questo, richiede ad Eni il pagamento di una somma che rappresenta la differenza tra il prezzo contrattuale e il prezzo provvisorio. Eni invece, anche sulla base dei pareri dei suoi consulenti esterni, non ritiene corretta tale interpretazione del lodo. GasTerra, tuttavia, sulla base della propria interpretazione, ha avviato una procedura arbitrale ed ha richiesto ed ottenuto dal giudice olandese un provvedimento cautelare provvisorio di sequestro, in particolare, della partecipazione in Eni International BV (che al 30 giugno 2016 presentava net assets in ottica consolidata di €34,7 miliardi) detenuta da Eni a fronte di un asserito credito di €1,01 miliardi. Al fine di ottenere il dissequestro delle azioni di Eni International BV, Eni ha offerto a GasTerra, che ha accettato, una garanzia bancaria pari all'importo richiesto (che rimarrà in vigore fino al lodo che deciderà sul merito). Il provvedimento d'urgenza, concesso dopo un'analisi sommaria, senza contraddittorio tra Eni e GasTerra non costituisce, secondo il diritto olandese, un'anticipazione della decisione sul merito della controversia. Il merito della vicenda è oggetto di una nuova procedura arbitrale.

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

- (i) **EniPower SpA.** Nel 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture

di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente, che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex D.Lgs. 231/2001. Nell'agosto 2007 la Procura ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower e Snamprogetti per la successiva archiviazione. Il procedimento pertanto è proseguito a carico di ex dipendenti delle predette società, nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Eni, EniPower e Snamprogetti si sono costituite parte civile. Nel settembre 2011 il Tribunale di Milano ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni in solido tra loro e alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili, ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha pronunciato l'assoluzione per altri 15 imputati. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/2001, il Giudice ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando la sanzione amministrativa pecuniaria e la corrispondente confisca, ma ha escluso la costituzione di parte civile di Eni, EniPower e Saipem nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Le parti condannate hanno proposto appello e nell'ottobre 2013 la Corte d'Appello di Milano ha confermato la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Cassazione ha annullato la sentenza della Corte d'Appello rimandando ad altra sezione, che ha nuovamente confermato la sentenza di primo grado, ferme restando le statuizioni della precedente sentenza di appello non oggetto di annullamento, in cui può includersi, ragionevolmente, la dichiarazione di prescrizione dei reati. Si è in attesa del deposito delle motivazioni.

- (ii) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati dall'ex controllata Saipem in Algeria. Nel 2011 Eni ha ricevuto dalla Procura di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste dal D.Lgs. n. 231/2001, che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa tramite la allora "Divisione E&P") su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura. Nel novembre 2012 la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex D.Lgs. 231/2001, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Successivamente la Procura ha emesso ulteriori richieste e decreti notificati a Saipem volti ad acquisire

me

83 192/805

documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento: in particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, il cui rapporto di lavoro con Saipem è cessato a inizio 2013. Nel febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura di Milano e contestualmente è stata notificata ad Eni informativa di garanzia ex D.Lgs. 231/2001. Dagli atti si è appreso che la Procura aveva esteso le indagini anche nei confronti dell'ex Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni). Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda. Nel corso del 2013, i consulenti esterni hanno effettuato:

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

Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni, che hanno confermato l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni nel periodo di riferimento. I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'Autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti. Nel gennaio 2015 è stato emesso dalla Procura di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa) per ipotesi di corruzione internazionale nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/2001), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni) è stato contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010. Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni ulteriori

analisi ed approfondimenti che hanno confermato le conclusioni raggiunte in precedenza. Nel febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio di tutti gli indagati per i reati indicati, mentre nell'ottobre 2015 il Tribunale di Milano ha emesso sentenza di non luogo a procedere nei confronti di Eni, dell'ex AD e del Chief Upstream Officer della Società per tutte le ipotesi di reato oggetto di contestazione. Nel febbraio 2016 la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano avverso il provvedimento di non luogo a procedere, ha annullato la sentenza impugnata e ha disposto la trasmissione degli atti ad un nuovo Giudice presso il Tribunale di Milano. All'esito della nuova udienza preliminare, nel luglio 2016 il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, inclusa Eni. All'udienza del 26 febbraio 2018 il Pubblico Ministero, nel concludere la propria requisitoria, ha chiesto - tra l'altro - la condanna di Eni al pagamento di una sanzione pecuniaria. Seguirà la discussione delle difese delle persone fisiche e delle persone giuridiche coinvolte. Allo stato è pertanto in corso il giudizio di primo grado.

A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta (ed è in corso di ulteriore produzione) numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.

- (iii) **OPL 245 Nigeria.** È pendente presso il Tribunale di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e una richiesta di consegna ex art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel Blocco 245 in Nigeria". Eni ha assicurato la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anti-corruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.

Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e il Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro

83 192/806

Eni R&M - F. CARBURIANTI - AGOSTO 2018

MURCA

degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza del settembre 2014 presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.

Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, degli attuali CEO, Chief Development, Operation & Technology Officer e Direttore International Negotiations di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.

Nel dicembre 2017 il GIP ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG, che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. Il processo è stato rinviato all'udienza del 14 maggio 2018 innanzi ad altra Sezione del Tribunale di Milano, designata per la trattazione del procedimento. Sulle richieste di costituzione di parte civile si deciderà in quella sede.

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

- (iv) **Indagine Congo.** Nel marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex art. 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013/2014/2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle modalità con cui furono individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership. Nel luglio 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/2001 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di

documenti del marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate dal 2012 ad oggi con alcune società terze. Eni ha consegnato tutta la documentazione oggetto della richiesta notificata e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel gennaio 2018 la Procura ha richiesto la proroga del termine delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi a far data dal 31 gennaio sino al 30 luglio 2018. Nell'aprile 2018 la Procura della Repubblica di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione ed al Chief Development, Operation & Technology Officer un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati.

4. Altri procedimenti in materia penale

- (i) **Eni SpA (R&M) – Procedimenti penali accise sui carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine:

(i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Constatazione per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,55 milioni e nel maggio 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha emesso il relativo avviso di pagamento, prontamente impugnato dalla Società innanzi alla Commissione Tributaria di I grado di Roma. Nel marzo 2018 è stato depositato il dispositivo della sentenza con la quale la Commissione ha accolto il ricorso presentato da Eni avverso la contestazione di omesso versamento di accise. La sentenza condanna altresì l'Agenzia delle Dogane alle spese di giudizio;

(ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla Raffineria di Stagno (Livorno);

(iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento. Quest'ultimo procedimento rappresenta uno sviluppo di quello avviato dalla Procura di Frosinone e nel quale il primo procedimento è confluito, riguardante fatti sostanzialmente analoghi a quelli oggetto del procedimento di provenienza, con tuttavia alcune differenze sia in ordine alla natura dei reati contestati, sia in relazione alle condotte oggetto dell'accertamento. Anche

Ne

83192/107

il procedimento pendente innanzi alla Procura di Prato era stato riunito nel marzo 2015 al procedimento di Roma. La Procura di Roma ha ipotizzato, infatti, la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel settembre 2014 è stato eseguito un ulteriore decreto di perquisizione e sequestro disposto dalla Procura di Roma nei confronti dell'allora ex Direttore Generale della "Divisione R&M". I presupposti del provvedimento sono analoghi a quelli del precedente, tuttavia l'accertamento in questione riguarda anche il periodo in cui al vertice della Divisione R&M vi era il precedente Direttore Generale. Nel marzo 2015 è stata eseguita una perquisizione su tutti i depositi del circuito Eni in Italia, disposta dalla Procura di Roma nell'ambito del medesimo procedimento, per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise. Nel settembre 2015 la Procura di Roma ha disposto un accertamento tecnico al fine di verificare la rispondenza dei software installati presso alcune testate metriche sequestrate in precedenza con quelli depositati dal fabbricante metrico terzo presso il Ministero dello Sviluppo Economico. Gli accertamenti tecnici si sono conclusi con la verifica della conformità dei software analizzati. In questa occasione si è appreso che il procedimento è stato esteso ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti della Società. Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquuto con la Procura al fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata.

Eni continua a fornire la massima collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Nel dicembre 2017 sono stati nominati nell'ambito del procedimento consulenti tecnici di rinomata professionalità e competenza, ai fini della verifica di integrità sui siti interessati dal sequestro e i cui esiti saranno oggetto di confronto con l'Autorità Giudiziaria. Le verifiche sono in corso.

Nel marzo 2018 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso di conclusione delle indagini preliminari inerente il procedimento penale n. 7320/2014 relativo ai siti Calenzano, Livorno, Sannazaro, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona. All'esito delle indagini, per quanto di interesse di Eni, il procedimento coinvolge gli allora responsabili di deposito/direttori di raffinerie sopra indicati per i reati di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise, alterazione/rimozione di sigilli, uso/detenzione di misure/pesi con falsa impronta; inoltre, in capo ad alcuni addetti di deposito ed il loro responsabile è contestata un'ipotesi di frode processuale.

- (ii) **Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** In data 6 febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubbli-

co Ministero. Dal provvedimento risulta indagato, tra gli altri, l'ex Chief Legal and Regulatory Affairs di Eni, attualmente Chief Gas & LNG Marketing and Power Officer della Società. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

Inoltre, Eni non risulta essere oggetto d'indagine.

5. Contenziosi fiscali

Contenziosi fiscali chiusi

Italia

Eni SpA

- (i) **Contestazione per omesso pagamento ICI/IMU relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono pendenti alcuni procedimenti tributari aventi ad oggetto la contestazione da parte di amministrazioni comunali dell'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativa a piattaforme offshore per l'estrazione di idrocarburi installate nelle acque territoriali prospicienti il territorio di tali comuni. Il lungo contenzioso di questa materia si è concluso dal punto di vista del diritto con la sentenza della Corte di Cassazione del 2016 relativa al contenzioso tributario con il Comune di Pineto, ribadita di lì a poco in un analogo contenzioso con un altro operatore petrolifero, che ha stabilito l'assoggettabilità all'imposta delle piattaforme petrolifere installate nelle acque territoriali, nonché la determinazione della base imponibile sulla base dei valori contabili e non di quelli di sostituzione e la non applicabilità di sanzioni. Con gli enti territoriali che hanno concordato sulla determinazione di una base imponibile equa e che hanno rinunciato a ogni pretesa di sanzioni, così come stabilito dalla Cassazione nel contenzioso con il Comune di Pineto, sono stati chiusi i contenziosi ed altri sono in via di definizione. Sulla base dell'aspettativa del management di concludere positivamente le conciliazioni, in bilancio è stato stanziato un fondo imposte.
- (ii) **Accise.** È stata definita una transazione con l'Agenzia delle Dogane che chiude in maniera definitiva il contenzioso relativo all'asserita sottrazione al pagamento di accise (nel periodo 2003-2008) su 650 milioni smc. La pretesa iniziale dell'Agenzia era di €114 milioni di omesse imposte, alle quali si aggiungevano interessi per €20 milioni e sanzioni per €34 milioni. Pur riconoscendo che tale minor volume dichiarato è attribuibile alla differenza di potere calorico tra le quantità di gas naturale prodotte/acquistate e quelle vendute, confermata in sede tecnico-scientifica, l'Agenzia ha mantenuto la contestazione poiché tale fenomeno non ha ancora trovato espressa regolamentazione normativa o indicazioni di prassi. Tale posizione è stata da ultimo ribadita dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano alla quale Eni aveva fatto ricorso, che però a conferma della fondatezza delle argomentazioni Eni oltre a riconoscere prescritte le annualità 2003 e 2004, ha disapplicato interamente le sanzioni, riducendo la pretesa impositiva a 78 milioni di euro (rispetto ai 168 contestati dall'Agenzia). Eni e l'Agenzia hanno concordato per una somma prossima a quella indicata dalla Commissione Tributaria.

Estero

- (iii) **Angola.** È stato definito tra le società petrolifere internazionali operanti in Angola, tra le quali Eni, e le Autorità tributarie del Paese

83 192 / 808

un accordo transattivo globale che pone fine a una serie di dispute protrattesi per circa 15 anni in materia di deducibilità di alcuni costi sostenuti dai contrattisti nello svolgimento delle attività petrolifere in regime di PSA, nonché di timing di deducibilità degli investimenti in progress. Tale accordo prevede il riconoscimento alle Autorità angolane di parte dei maggiori imponibili contestati sotto forma di petroleum income taxes. Per quanto riguarda Eni, i fondi esistenti nell'opening balance sono risultati capienti per sostenere gli oneri di competenza della suddetta transazione globale.

6. Contenziosi legali chiusi

- (i) **Eni SpA – Sito di Praia a Mare.** Si tratta del procedimento penale che era stato aperto presso la Procura di Paola avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Nel procedimento si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato. Ad esito dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo, lesioni colpose, disastro ambientale e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche. Marzotto SpA, a seguito di accordo transattivo con Eni, ha sottoscritto singoli atti di transazione con tutte le parti civili ad eccezione degli Enti territoriali. Nel dicembre 2014 è stata emessa sentenza di assoluzione per tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. La Procura e le parti civili hanno proposto appello. Nel settembre 2017 la Corte d'Appello ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado.
- (ii) **Syndial SpA – Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiaro di Calabria.** Alcune aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiaro di Calabria sono state oggetto di sequestro preventivo a causa di un'indagine relativa alla impropria gestione dei rifiuti industriali della lavorazione dello zinco provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud rilevata dalla Syndial. I fatti sono gli stessi di un procedimento penale per omessa bonifica chiuso nel 2008 senza conseguenze per la Società e i dipendenti. Syndial ha eseguito le operazioni di rimozione rifiuti dalle discariche in oggetto e ha definito con i Comuni interessati delle transazioni per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate, chiudendo definitivamente ogni pendenza di natura risarcitoria nei confronti degli stessi. Le attività di bonifica sono state completate e il procedimento è stato archiviato nel maggio 2017.
- (iii) **Iraq – Kazakhstan.** La Procura di Milano aveva avviato indagini in merito a ipotesi di corruzione internazionale in relazione alle attività Eni in Kazakhstan riguardanti l'impianto di Karachaganak e il progetto Kashagan con riferimento alla gestione delle gare di appalto da parte dell'operatore Agip KCO. Nell'ambito di tale procedimento risultavano indagati Eni, ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231, alcuni dirigenti ed un ex dirigente della Società. Tale procedimento è stato successivamente riunito con altro (cd. Iraq) riguardante un parallelo filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte dal Gruppo Eni in Iraq. Infatti nel giugno 2011 si sono svolte perquisizioni disposte dalla Procura di Milano presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, con riferimento agli uffici di alcuni dipendenti del Gruppo e di società terze, in relazione a ipotesi di reato realizzate "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in

particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni". I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione per attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait. Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto, Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni". Contestualmente al decreto di sequestro è stata notificata a Eni e a Saipem informativa di garanzia ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Dalle successive notifiche degli atti di proroga indagini sono risultati altresì indagati un ulteriore dipendente della Società e altri fornitori. Nell'aprile 2012 la Procura di Milano ha emesso richiesta di applicare a Eni la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement. Il Giudice ha rigettato, ritenendola infondata, la richiesta di misura cautelare avanzata dalla Procura e ha respinto l'appello di quest'ultima, per la mancanza di indizi sufficientemente gravi a carico di Eni, ritenendo altresì più che ragionevole la tesi difensiva circa il fatto che Eni abbia subito ingenti danni in conseguenza delle cattive performance di alcuni fornitori coinvolti nel progetto Kashagan. Inoltre, il Tribunale ha rilevato la mancanza delle esigenze cautelari in conseguenza del riassetto delle attività in Kazakhstan, dando atto altresì delle numerose iniziative di verifica e controllo interno tempestivamente adottate da Eni. Anche sulla base di tale provvedimento, nel marzo 2014 la difesa di Eni ha presentato istanza di archiviazione. La Procura ha presentato richiesta di archiviazione per le persone fisiche, accolta dal Giudice nel gennaio 2017 e nel marzo 2017 il procedimento è stato archiviato anche per la persona giuridica Eni.

(iv) **Blocco Marine XII (Congo).** Nel luglio 2015 Eni ha ricevuto una richiesta di produzione documentale emessa dal Department of Justice ("DoJ") degli USA in relazione agli asset "Marine XII" in Congo e ai rapporti intrattenuti con alcune persone fisiche e società. Dai primi contatti informali intercorsi tra i legali americani incaricati da Eni e il DoJ, è emerso che l'atto si inseriva in un contesto di indagine più ampio, nei confronti di parti terze. Eni ha completato la trasmissione della documentazione richiesta dal DoJ.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività

ne

83 192 | 909

di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del De-

creto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2013 in Europa ha preso il via la terza fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione alle installazioni è rappresentato dalla vendita all'asta, in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico, per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad emission trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2017 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 19,47 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 8,53 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 10,94 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

83 192/810

EAT RICHARDSON FINANCIAL SERVICES GROUP INC.

EAT RICHARDSON FINANCIAL SERVICES GROUP INC.

EAT RICHARDSON FINANCIAL SERVICES GROUP INC.

EAT RICHARDSON FINANCIAL SERVICES GROUP INC.

EAT RICHARDSON FINANCIAL SERVICES GROUP INC.

EAT RICHARDSON FINANCIAL SERVICES GROUP INC.

EAT RICHARDSON FINANCIAL SERVICES GROUP INC.

EAT RICHARDSON FINANCIAL SERVICES GROUP INC.

EAT RICHARDSON FINANCIAL SERVICES GROUP INC.

EAT RICHARDSON FINANCIAL SERVICES GROUP INC.

39 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	66.920	55.764	72.290
Variazione dei lavori in corso di ordinazione	(1)	(2)	(4)
	66.919	55.762	72.286

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Accise	11.378	11.913	11.889
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	4.702	4.441	5.609
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.675	1.553	1.643
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	994	878	1.154
	18.749	18.785	20.295

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi

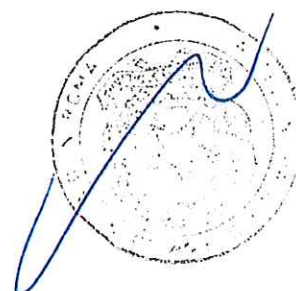
(€ milioni)	2017	2016	2015
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	3.288	14	459
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	166	238	253
Locazioni e affitti di azienda	84	81	85
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	42	72	36
Indennizzi	9	122	36
Altri proventi ^(*)	469	404	383
	4.058	931	1.252

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

Le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda di €3.288 milioni riguardano per €1.985 milioni la cessione dell'interest del 25% dell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico e per €1.281 milioni la cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto. Gli indennizzi 2016 di €122 milioni riguardano il

parziale risarcimento del danno patrimoniale registrato a seguito dell'incidente occorso all'impianto di conversione EST presso la raffineria di Sannazzaro.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.



ne

83 192 | 811

40 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	35.907	27.783	39.812
Costi per servizi	12.228	12.727	13.197
Costi per godimento di beni di terzi	1.684	1.672	2.205
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	886	505	644
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	145	240	278
Altri oneri	1.844	1.512	1.135
	52.694	44.439	57.271
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(224)	(297)	(323)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(9)	(18)	(100)
	52.461	44.124	56.848

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €273 milioni (€204 milioni e €254 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) e canoni per contratti di leasing operativo per €1.022 milioni (€566 milioni e €635 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €185 milioni (€161 milioni e €176 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su prodotti

petroliferi per €674 milioni (€572 milioni e €865 milioni e rispettivamente nel 2016 e nel 2015).

Gli altri oneri di €1.844 milioni (€1.512 milioni e €1.135 milioni e rispettivamente nel 2016 e nel 2015) comprendono l'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali da parte del settore Gas & Power per €446 milioni (€399 milioni e €549 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015), prevalentemente relativo al business retail.

I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Pagabili entro:			
1 anno	883	593	495
da 2 a 5 anni	1.710	1.040	1.061
oltre 5 anni	1.939	785	809
	4.532	2.418	2.365

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti possono prevedere opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi. L'incremento di €2.114 milioni rispetto al 2016 dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili è dovuto per €2.280 milioni agli impegni assunti dal settore Exploration & Production a fronte di contratti di leasing di navi FPSO a seguito dell'avvio nel 2017 dei progetti di sviluppo in Angola e in Ghana.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €886 milioni (€505 milioni e €644 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €375 milioni (accantonamenti netti di €55 milioni e di €179 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) e l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €200 milioni (accantonamenti netti di €198 milioni e €232 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 30 - Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 46 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

83192/812

Eni Relazione Finanziaria Annuale

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2017	2016	2015
Salari e stipendi	2.447	2.491	2.648
Oneri sociali	441	445	453
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	113	81	85
Altri costi	162	202	182
	3.163	3.219	3.368
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(202)	(215)	(203)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(10)	(10)	(46)
	2.951	2.994	3.119

Gli altri costi di €162 milioni (€202 milioni e €182 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) comprendono oneri per esodi agevolati per €18 milioni (€47 milioni e €31 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) e oneri per programmi a contributi definiti per €90 milioni (€83 milioni e

€86 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 31 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

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

(numero)	2017		2016		2015	
	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	995	17	1.018	18	1.044	17
Quadri	9.089	98	9.160	109	9.091	108
Impiegati	16.721	371	17.180	384	17.685	379
Operai	5.659	285	5.703	294	5.895	303
	32.464	771	33.061	805	33.715	807

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo; l'anno 2015 non comprende i dipendenti delle discontinued operations (gruppo Saipem). Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano. Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 prevede tre attribuzioni di azioni ordinarie negli anni 2017, 2018 e 2019 ed è destinato all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti

con responsabilità strategiche. Il Piano prevede l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio; coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period.

Il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group")²⁶ rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento²⁷; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero

(26) Il Peer Group è composto dalla seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.

(27) La condizione di performance connessa con il TSR ai fini dei principi contabili internazionali rappresentata una cd. market condition.

Ne

83 192/8/13

delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposta ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla data di attivazione del piano (cd. grant date) sono state attribuite n. 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 7,99 euro per azione.

In particolare, la determinazione del valore di mercato è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dal piano (metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€13,81 per azione), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (5,79% del prezzo dell'azione determinato considerando i dividendi annunciati nei 12 mesi precedenti l'attribuzione), considerando la volatilità del titolo (25,12%),

le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

Il costo relativo a Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, rilevato come componente del costo lavoro, ammonta a €0,4 milioni con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (incluso i contributi e gli oneri accessori) a €43 milioni, €44 milioni e €42 milioni rispettivamente per il 2017, il 2016 e il 2015 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Salari e stipendi	25	26	26
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	9	12	12
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	7	4	2
	43	44	42

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €14,5 milioni, €7,1 milioni e €6,7 milioni rispettivamente per gli esercizi 2017, 2016 e 2015. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,760 milioni, €0,738 milioni e €0,551 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2017, 2016 e 2015. I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in

altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

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

(€ milioni)	2017	2016	2015
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	12	(1)	2
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(44)	17	(487)
	(32)	16	(485)

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power. I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all' hedge accounting secondo gli IFRS, in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta del rischio commodity, di trading sui prez-

zi delle commodity e per attività di trading proprietario per €44 milioni di oneri netti (proventi netti per €36 milioni e oneri netti per €471 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015); (ii) la valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production per oneri netti di €19 milioni e di €16 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 - Rapporti con parti correlate.

83 192 / BM

AMMORTAMENTI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ammortamenti:			
- attività materiali	7.199	7.308	8.646
- attività immateriali	286	253	303
	7.485	7.561	8.949
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(2)	(9)
	7.483	7.559	8.940

Gli ammortamenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

SVALUTAZIONI (RIPRESE DI VALORE) NETTE

(€ milioni)	2017	2016	2015
Svalutazioni:			
- attività materiali	848	1.067	5.993
- attività immateriali	14		544
	862	1.067	6.537
a dedurre:			
- riprese di valore di attività materiali	(1.055)	(1.153)	(3)
- riprese di valore di attività immateriali	(32)	(389)	
	(1.087)	(1.542)	(3)
	(225)	(475)	6.534

Le svalutazioni (riprese di valore) nette sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

RADIAZIONI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Radiazioni:			
- attività materiali	239	289	678
- attività immateriali	24	61	10
	263	350	688

Le radiazioni sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

4.1 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2017	2016	2015
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.924	5.850	8.635
Oneri finanziari	(5.886)	(6.232)	(10.104)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(111)	(21)	3
	(2.073)	(403)	(1.466)
Strumenti finanziari derivati	837	(482)	160
	(1.236)	(885)	(1.306)

Ne

83192/815

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(638)	(639)	(740)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(111)	(21)	3
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(113)	(118)	(98)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	16	37	2
- Interessi attivi verso banche	12	15	19
	(834)	(726)	(814)
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	3.549	5.579	8.400
- Differenze passive di cambio	(4.454)	(4.903)	(8.754)
	(905)	676	(354)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	128	143	120
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	73	106	166
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(264)	(312)	(291)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(271)	(290)	(293)
	(334)	(353)	(298)
	(2.073)	(403)	(1.466)

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

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Strumenti finanziari derivati su valute	809	(494)	96
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	28	(12)	31
Opzioni		24	33
	837	(482)	160

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di €837 milioni (oneri netti per €482 milioni e proventi netti per €160 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze attive nette di cambio in quanto gli ef-

fetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati. I proventi netti su opzioni del 2016 di €24 milioni (proventi per €33 milioni nel 2015) riguardano: (i) il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile in azioni Snam SpA per €26 milioni di proventi (proventi per €33 milioni nel 2015) dovuto al rigiro per chiusura a conto economico del valore al 31 dicembre 2015 dell'opzione implicita sul prestito obbligazionario convertibile; (ii) il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile equity-linked non diluitivo per €2 milioni di oneri.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

4.2 Proventi (oneri) su partecipazioni

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	2017	2016	2015
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	124	77	150
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(353)	(370)	(615)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(38)	(33)	(6)
	(267)	(326)	(471)

83192816

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 20 – Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Dividendi	205	143	402
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	163	(14)	164
Altri proventi (oneri) netti	(33)	(183)	10
	335	(54)	576

I dividendi di €205 milioni si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €167 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €21 milioni.

I dividendi relativi al 2016 di €143 milioni si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €76 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €45 milioni.

I dividendi relativi al 2015 di €402 milioni si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €222 milioni, alla Saudi European Petrochemical Co per €69 milioni, alla Snam SpA per €72 milioni e alla Galp Energia SGPS SA per €21 milioni.

Le plusvalenze nette da vendite di €163 milioni riguardano la cessione del 100% del capitale sociale di Eni Gas & Power NV e della sua controllata Eni Wind Belgium NV.

Le minusvalenze nette da vendite relative al 2016 di €14 milioni riguardano: (i) la minusvalenza di €32 milioni relativa alla cessione del 2,22% (intera quota posseduta) del capitale sociale di Snam SpA; (ii) la plusvalenza di €11 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Hungaria Zrt e di Eni Slovenia Doo; (iii) la plusvalenza di €6 milioni relativa alla cessione del 30% del capitale sociale (intera quota posseduta) di Pokrovskoe Petroleum BV e del 60% del capitale sociale (intera quota posseduta) di Zagoryanska Petroleum BV.

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2015 di €164 milioni riguardano: (i) la plusvalenza di €98 milioni relativa alla cessione dell'8% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA; (ii) la plusvalenza di €46 milioni relativa alla cessione del 6,03% del capitale sociale di Snam SpA; (iii) la plusvalenza di €32 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Česká

Republika Sro; (iv) la plusvalenza di €31 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Romania Sri; (v) la plusvalenza di €6 milioni relativa alla cessione del 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC); (vi) la plusvalenza di €1 milione relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Slovensko Spol Sro; (vii) la minusvalenza di €47 milioni relativa alla cessione del 76% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas Cuyana SA, del 6,84% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas Cuyana SA, del 25% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas del Centro SA e del 31,35% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas del Centro SA.

Gli altri oneri netti di €33 milioni comprendono la svalutazione relativa alle partecipate Unión Fenosa Gas SA per €35 milioni.

Gli altri oneri netti relativi al 2016 di €183 milioni comprendono svalutazioni per €162 milioni relative alle partecipate Unión Fenosa Gas SA (€84 milioni), PetroSucre SA (€65 milioni) e Genomatica Inc (€13 milioni).

Gli altri proventi netti relativi al 2015 di €10 milioni comprendono: (i) il provento relativo all'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della relazione finanziaria annuale di 77,7 milioni di azioni Snam SpA per €49 milioni per le quali era stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39; (ii) l'utilizzo per esuberanza del fondo copertura perdite di €10 milioni relativo alla società Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company; (iii) la svalutazione di €49 milioni della partecipazione Unión Fenosa Gas SA.

43 Imposte sul reddito

(€ milioni)	2017	2016	2015
Imposte correnti:			
- imprese italiane	712	195	155
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	3.167	2.671	4.015
- imprese estere	142	133	218
	4.021	2.999	4.388
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(464)	(243)	881
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(162)	(813)	(2.156)
- imprese estere	72	(?)	9
	(554)	(1.063)	(1.266)
	3.467	1.936	3.122

Me

83192/817

Le imposte correnti relative alle imprese italiane di €712 milioni riguardano l'Ires per €26 milioni, l'Irap per €20 milioni e imposte estere per €666 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (27,5% per gli anni 2016 e 2015) e l'onere fiscale effettivo è la seguente:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Utile ante imposte	6.844	892	(4.277)
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	27,5	27,5
Imposte teoriche	1.643	245	(1.176)
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	1.882	1.152	2.576
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	(96)	397	1.514
- effetto tassazione dividendi infragruppo	1	87	114
- effetto Irap delle società italiane	77	42	100
- effetto tassazione delle plusvalenze (minusvalenze) da cessione di partecipazioni	(177)	8	(39)
- effetto rideterminazione addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009	61		
- effetti relativi alle discontinued operations			(288)
- altre motivazioni	76	5	321
	1.824	1.691	4.298
Imposte effettive	3.467	1.936	3.122

Nel 2017, la maggiore tassazione delle imprese estere di €1.882 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €1.811 milioni.

Nel 2016, la maggiore tassazione delle imprese estere di €1.152 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €1.211 milioni. L'effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di €397 milioni è riferito alle società italiane e riguarda essenzialmente la svalutazione delle attività per imposte anticipate dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri.

Nel 2015, la maggiore tassazione delle imprese estere di €2.576 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €2.410 milioni e comprende

l'effetto relativo alle svalutazioni di attività per imposte anticipate per effetto scenario di €1.058 milioni. L'effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di €1.514 milioni è riferito alle società italiane e riguarda la svalutazione delle attività per imposte anticipate dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri e la riduzione dell'aliquota Ires dal 27,5% al 24% con decorrenza dal 1° gennaio 2017. L'effetto Irap delle società italiane di €100 milioni comprende €54 milioni di svalutazioni di attività per imposte anticipate connesse alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri.

4.4 Utile per azione

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

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.601.140.133 (stesso ammontare negli esercizi 2016 e 2015).

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 31 dicembre 2017 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano LT azionario. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 1.691.413 per l'esercizio 2017. Negli anni 2016 e 2015 non ci sono azioni di potenziale emissione con effetti diluitivi sui risultati.

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

	2017	2016	2015
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.601.140.133	3.601.140.133	3.601.140.133
Numero di azioni potenziali a fronte del piano LT azionario	1.691.413		
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.602.831.546	3.601.140.133	3.601.140.133
Utile netto di competenza Eni (milioni di €)	3.374	(1.464)	(8.778)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	0,94	(0,41)	(2,44)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	0,94	(0,41)	(2,44)
Utile netto di competenza Eni - continuing operations (milioni di €)	3.374	(1.051)	(7.952)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	0,94	(0,29)	(2,21)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	0,94	(0,29)	(2,21)
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations (milioni di €)		(413)	(826)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)		(0,12)	(0,23)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)		(0,12)	(0,23)

83 192/818

45 Esplorazione e valutazione di risorse oil&gas

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

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione	9	4	68
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	252	170	617
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	273	204	254
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	525	374	871
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo	995	1.092	735
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	1.860	2.818	2.637
Totale attività materiali e immateriali	2.855	3.910	3.372
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	81	118	131
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	442	417	566
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	273	204	254
Totale effort esplorativo	715	621	820

46 Informazioni per settore di attività e per area geografica

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

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

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

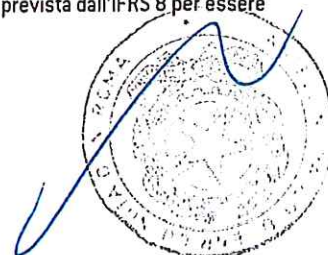
Al 31 dicembre 2017 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

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

Gas & Power: comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio. Il settore Gas & Power comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in

funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione di Eni e l'attività di trading di commodity energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, ecc.) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione.

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



Me

83192/819

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utilità Interni	Totale	Discontinued operations		
								Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	Continuing operations
2017										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	19.525	50.623	22.107		1.462					
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.394)	(10.777)	(2.336)		(1.291)					
Ricavi da terzi	7.131	39.846	19.771		171		66.919			66.919
Risultato operativo	7.651	75	981		(668)	(27)	8.012			8.012
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	479	(20)	182		245		886			886
Ammortamenti	6.747	345	360		60	(29)	7.483			7.483
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(158)	(146)	54		25		(225)			(225)
Radiazioni	260	2	1				263			263
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(99)	(10)	(57)		(101)		(267)			(267)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	66.661	11.058	11.599		1.108	(610)	89.816			
Attività non direttamente attribuibili							25.112			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.234	509	321		1.447		3.511			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	12.273	8.851	4.005		4.053	(306)	33.876			
Passività non direttamente attribuibili							32.973			
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.739	142	729		87	(16)	8.681			
2016										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	16.089	40.961	18.733		1.343					
a dedurre: ricavi infrasettori	(9.711)	(8.898)	(1.605)		(1.150)					
Ricavi da terzi	6.378	32.063	17.128		193		55.762			55.762
Risultato operativo	2.567	(391)	723		(681)	(61)	2.157			2.157
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	123	50	171		438	(277)	505			505
Ammortamenti	6.772	354	389		72	(28)	7.559			7.559
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(700)	81	104		40		(475)			(475)
Radiazioni	153	2	195				350			350
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(198)	19	(3)		(144)		(326)			(326)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	75.716	12.014	10.712		1.146	(520)	99.068			
Attività non direttamente attribuibili							25.477			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.626	592	289		1.533		4.040			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.433	8.923	3.968		3.939	(332)	33.931			
Passività non direttamente attribuibili							37.528			
Investimenti in attività materiali e immateriali	8.254	120	664		55	87	9.180			
2015										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	21.436	52.096	22.639	11.507	1.468					
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.115)	(9.917)	(2.007)	(1.243)	(1.314)					
Ricavi da terzi	9.321	42.179	20.632	10.264	154		82.550	(10.264)		72.286
Risultato operativo	(959)	(1.258)	(1.567)	(694)	(497)	(23)	(4.998)	694	1.228	(3.076)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	221	41	148	104	226	8	748	(104)		644
Ammortamenti	8.080	363	454	618	71	(28)	9.558	(618)		8.940
Svalutazioni (riprese di valore) nette	5.212	152	1.150	590	20		7.124	(590)		6.534
Radiazioni	686	2					688			688
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(446)	(2)	(20)	17	(3)		(454)	(17)		(471)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	73.073	14.290	10.483	13.608	1.117	(543)	112.028			
Attività non direttamente attribuibili							26.973			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.884	690	243	134	36		2.987	(134)		2.853
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.742	9.313	3.657	5.861	3.824	(199)	40.198			
Passività non direttamente attribuibili							41.394			
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.980	154	628	561	64	(85)	11.302			

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

83 192/820

Eni Finanziaria

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2017								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	18.449	7.706	6.160	4.406	16.527	35.385	1.183	89.816
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.090	316	387	278	898	5.699	13	8.681
2016								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	18.769	7.370	6.960	5.397	19.471	39.812	1.289	99.068
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.163	331	460	233	1.978	5.004	11	9.180
2015								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	21.360	12.370	7.937	7.442	22.359	38.927	1.633	112.028
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.320	708	1.151	727	2.326	5.020	50	11.302

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

(€ milioni)	2017	2016	2015
Italia	21.925	21.280	24.405
Resto dell'Unione Europea	19.791	15.808	20.730
Resto dell'Europa	5.911	4.804	7.125
Americhe	5.154	3.212	4.217
Asia	7.523	5.619	9.086
Africa	6.428	4.865	6.482
Altre aree	187	174	241
	66.919	55.762	72.286

4.7 Rapporti con parti correlate

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

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. L'unica operazione non esente, esaminata e valutata positivamente in applicazione della procedura, riguarda il rapporto per servizi di branding e pubblicità (per un importo inferiore a 1 milione di euro) intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione;

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

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

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017" che si considera parte integrante delle presenti note.

Me

83102/821

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Esercizio 2017

Denominazione	31.12.2017				Costi			2017			Altri proventi (oneri) operativi
	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate											
Petrobrel Belayim Petroleum Co	86		1.205			3.168			8		
Coral FLNG SA	20		4	1.094					26	2	
Gruppo Saipem	63		76	7.270		450		5	30	9	
Karachaganak Petroleum Operating BV	36		121		652	295	4				
Mellitah Oil & Gas BV	5		220		34	461			2		
Agiba Petroleum Co	1		83			142					
Unión Fenosa Gas SA				57	1		2	202			28
Altre ^(*)	84		22		26	113	1	82	39	7	
	295		1.731	8.421	713	4.629	7	289	105	18	28
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento											
Eni BTC Ltd				169							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	77		1	5					7		
Altre ^(*)	20		23	7	4	10		2	4	1	
	97		24	181	4	10		2	11	1	
	392		1.755	8.602	717	4.639	7	291	116	19	28
Imprese controllate dallo Stato											
Gruppo Enel	123		187		19	603		94	70		285
Gruppo Snam	187		351		68	1.153		83	2		
Gruppo Tema	35		31		84	122	6	98	56		15
GSE - Gestore Servizi Energetici	69		219		303	6	197	470	211	21	2
Gruppo Italgas	14		180	1		678	3	8	10		
Altre ^(*)	50		21		2	27	9	11	4	1	1
	478		989	1	476	2.589	215	764	353	22	303
Fondi pensione e fondazioni	1		2				25	1			
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoints des Opérations «OC SH/FCP»											
	39		145		19	484	27		42		
Totale	910		2.891	8.603	1.212	7.712	274	1.056	511	41	331

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

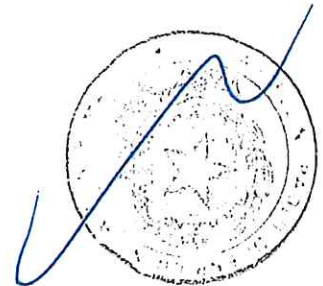
83192/822

Eni Ricerche e Produzione - Bilancio Consolidato 2017

Esercizio 2016

Denominazione	31.12.2016				Costi			2016			Altri proventi (oneri) operativi
	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate											
Agiba Petroleum Co		1	50			156					
Gruppo Saipem		64	224	8.094		775	6	9	37	5	
Karachaganak Petroleum Operating BV		47	187		573	333	12	7	1	19	
Mellitah Oil & Gas BV		7	134		5	472					
Petrobel Belayim Petroleum Co		225	532			1.940				2	
Unión Fenosa Gas SA				57				93		1	
Altre(*)		114	25	1	32	113		86	44	13	47
		458	1.152	8.152	610	3.789	18	195	82	40	47
Imprese controllate esclusa dall'area di consolidamento											
Eni BTC Ltd				192							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		69	1	3					2		
Altre(*)		9	16	51	4	4		6	2	2	
		78	17	246	4	4		6	4	2	
		536	1.169	8.398	614	3.793	18	201	86	42	47
Imprese controllate dallo Stato											
Gruppo Enel		151	254		28	780		88	95	18	182
Gruppo Snam		44	541	1	125	1.902	5	99	14		
Gruppo Terna		33	46		60	165	7	61	56		13
GSE - Gestore Servizi Energetici		58	32		206	5	32	344	68	2	5
Gruppo Italgas		54	1			4					
Altre(*)		43	24			37		62	6		
		383	898	1	419	2.893	44	654	239	20	200
Fondi pensione e fondazioni			2			4	28				
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»											
		176	331		5	413	5		58	12	
Totale		1.095	2.400	8.399	1.038	7.103	95	855	383	74	247

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



De

83192/823

Esercizio 2015

Denominazione	31.12.2015			2015							
	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations											
Joint venture e Imprese collegate											
Agiba Petroleum Co	6	60				187					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due		1									
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno			6.122								
Karachaganak Petroleum Operating BV	48	171			748	403	8		10		
Mellitah Oil & Gas BV	8	16			46	339			19		
Petrobel Belayim Petroleum Co	16	183				543					
Petromar Lda	2			6							
Unión Fenosa Gas SA	1			57							(4)
Altre ^(*)	118	42			27	124	1	60	70	37	(2)
	199	473	6.185		821	1.596	9	60	99	37	(6)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento											
Eni México S. de RL de CV			101								
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	65	1	9						3		
Altre ^(*)	17	19	3		2	2		4	2	2	
	82	20	113		2	2		4	5	2	
	281	493	6.298		823	1.598	9	64	104	39	(6)
Imprese controllate dallo Stato											
Gruppo Enel	138	203				1.063		196	134		90
Gruppo Snam	144	522	3		137	2.014	5	249	24	1	
Gruppo Terna	18	42			109	125	14	77	19	29	12
GSE - Gestore Servizi Energetici	44	63			419	5	35	307	43		
Altre ^(*)	22	38				56	6	29	1		
	366	868	3		665	3.263	60	858	221	30	102
Fondi pensione e fondazioni	1	2				4	50				
Groupement Sonatrach - Aglp «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	185	300				453	12	35	60		
	833	1.663	6.301		1.488	5.318	131	957	385	69	96
Discontinued operations											
Joint venture e Imprese collegate											
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	60	99	68			101			145		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	9	3				3			1		
KWANDA - Supporte Logistico Lda	69	10					5		8		
Mellitah Oil & Gas BV	9					7					
Petrobel Belayim Petroleum Co	19								86		
Petromar Lda	97	16				16			45		
Altre ^(*)	14	27			10	54		1	21	1	
	277	155	68		10	181	5	1	306	1	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento											
Altre ^(*)	1	1				2					
	1	1				2					
Imprese controllate dallo Stato											
Gruppo Snam	25	46							36		
Altre ^(*)		5				3					
	25	51				3			36		
Fondi pensione e fondazioni							1				
	303	207	68		10	186	6	1	342	1	
Totale	1.136	1.870	6.369		1.498	5.504	137	958	727	70	96

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

83 192 / 824

Eni - Direzione Finanziaria - Annuale 2017

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

- la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi);
- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production e le garanzie residue rilasciate da parte di Eni SpA principalmente a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF -SpA (in liquidazione).

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

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

I rapporti verso i fondi pensione e le fondazioni riguardano:

- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €34 milioni;
- i contributi erogati e la prestazione di servizi a Eni Foundation e alla Fondazione Eni Enrico Mattei rispettivamente per €2 milioni e €4 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Esercizio 2017

(€ milioni)	31.12.2017			2017	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Coral South FLNG DMCC			1.334		
Cardón IV SA	955				86
Angola LNG Ltd			233		
Matrica SpA					9
Shatskorneftegaz Sàrl	101				6
Société Centrale Electrique du Congo SA	66	43			
Gruppo Saipem		3	56		13
Coral FLNG SA	56				71
Altre ^(*)	48	49	2	1	5
	1.226	95	1.625	1	190
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Servizi Fondo Bombe Metano SpA	60	9			1
Eni BTC Ltd		28			
Altre ^(*)	1	24			
	61	61			1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre ^(*)		8		3	
		8		3	
Totale	1.287	164	1.625	4	191

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

ne

83192/825

Esercizio 2016

(€ milioni)	31.12.2016			2016		Strumenti finanziari derivati
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
Joint venture e Imprese collegate						
Cardón IV SA	1.054				96	
Matrica SpA	125			93	9	
Shatskmorneftegaz Sàrl	69			13	4	
Société Centrale Electrique du Congo SA	78			18		
Unión Fenosa Gas SA		85				
Gruppo Saipem			82		43	27
Altre ^(*)	52		2	17	4	
	1.378	85	84	141	156	27
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd		54				
Altre ^(*)	46	52		1	1	
	46	106		1	1	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre ^(*)				3		
				3		
Totale	1.424	191	84	145	157	27

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

Esercizio 2015

(€ milioni)	31.12.2015			2015	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Continuing operations					
Joint venture e Imprese collegate					
Cardón IV SA		1.112			65
Matrica SpA		209			10
Shatskmorneftegaz Sàrl		63			21
Société Centrale Electrique du Congo SA		94			
Unión Fenosa Gas SA			90		
Altre ^(*)		52	7	12	19
		1.530	97	12	50
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre ^(*)		51	111		
		51	111		
Imprese controllate dallo Stato					
Altre ^(*)		27			
		27			
		1.608	208	12	50
Discontinued operations					
Joint venture e Imprese collegate					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due				150	
Altre ^(*)		5			
		5		150	
Totale		1.613	208	162	50

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

83192/826

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

- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi);
- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario in Venezuela;
- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- il finanziamento, interamente svalutato, concesso alla società Matrìca SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres;
- il finanziamento concesso alla società Shatskmorneftegaz Sàrl per attività di esplorazione nel Mar Nero e alla Société Centrale Electricque du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- le garanzie residue per affidamenti bancari concesse al gruppo Saipem;
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizza-

zione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi);

- i finanziamenti concessi alla società Servizi Fondo Bombole Metano SpA per finanziare l'attività operativa.
- il deposito di disponibilità monetarie presso la società finanziaria di Gruppo per la Eni BTC Ltd.

Gli oneri finanziari verso parti correlate non comprendono la svalutazione di crediti finanziari per €242 milioni.

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

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

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	15.737	907	5,76	17.593	1.100	6,25
Altre attività correnti	1.573	30	1,91	2.591	57	2,20
Altre attività finanziarie non correnti	1.675	1.214	72,48	1.860	1.349	72,53
Altre attività non correnti	1.323	46	3,48	1.348	13	0,96
Passività finanziarie a breve termine	2.242	164	7,31	3.396	191	5,62
Debiti commerciali e altri debiti	16.748	2.808	16,77	16.703	2.289	13,70
Altre passività correnti	1.515	60	3,96	2.599	88	3,39
Altre passività non correnti	1.479	23	1,56	1.768	23	1,30

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

(€ milioni)	2017			2016			2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Continuing operations									
Ricavi della gestione caratteristica	66.919	1.567	2,34	55.762	1.238	2,22	72.286	1.342	1,86
Altri ricavi e proventi	4.058	41	1,01	931	74	7,95	1.252	69	5,51
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(52.461)	(9.164)	17,47	(44.124)	(8.212)	18,61	(56.848)	(6.882)	12,11
Costo lavoro	(2.951)	(34)	1,15	(2.994)	(24)	0,80	(3.119)	(55)	1,76
Altri proventi (oneri) operativi	(32)	331	..	16	247	..	(485)	96	..
Proventi finanziari	3.924	191	4,87	5.850	157	2,69	8.635	83	0,96
Oneri finanziari	(5.886)	(4)	0,07	(6.232)	(145)	2,33	(10.104)	(50)	0,49
Strumenti finanziari derivati	837			(482)	27	..	160		
Discontinued operations									
Totale ricavi							10.277	344	3,35
Totale costi							(12.199)	(202)	1,66

ne

83192/827

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

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ricavi e proventi	1.608	1.312	1.411
Costi e oneri	(5.360)	(5.623)	(5.786)
Altri proventi (oneri) operativi	331	247	96
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	391	182	105
Interessi	187	133	82
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	(2.843)	(3.749)	(4.092)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations			126
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.843)	(3.749)	(3.966)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(3.838)	(2.613)	(1.151)
Disinvestimenti in partecipazioni		463	
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	425	252	(238)
Variazione crediti finanziari	298	5.650	(194)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.115)	3.752	(1.583)
Variazione debiti finanziari	(16)	(192)	13
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(16)	(192)	13
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(5.974)	(189)	(5.536)

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

(€ milioni)	2017			2016			2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	10.117	(2.843)	..	7.673	(3.749)	..	11.649	(3.966)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(3.768)	(3.115)	82,67	(4.443)	3.752	..	(10.923)	(1.583)	14,49
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(4.595)	(16)	0,35	(3.651)	(192)	5,26	(1.351)	13	..

4.8 Altre informazioni sulle partecipazioni²⁸

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Nel 2017 e nel 2016 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi.

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2017 è di €49 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2017 e 2016 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

^[28] L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2017 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017" che costituisce parte integrante delle presenti note.

83192/828

Eni Resources Finanziaria Anonima

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2017

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settori di attività	% Interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint Venture					
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,00	49,00
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	Chimica	50,00	50,00
PetroJunfn SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	40,00	40,00
Saipem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Altre attività	30,54	31,00
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Gas & Power	50,00	50,00
Joint operation					
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Gas & Power	50,00	50,00
Mozambique Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA)	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
Collegate					
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60

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

Esercizio 2017

(€ milioni)	2017							
	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Petro Junfn SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	Cardón IVSA	Altre non rilevanti	
Attività correnti	6.743	610	365	86	43	816	275	
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	1.751	32		15	30	42	64	
Attività non correnti	5.847	877	628	289	547	2.756	916	
Totale attività	12.590	1.487	993	375	590	3.572	1.191	
Passività correnti	4.487	234	434	94	70	644	985	
- di cui passività finanziarie correnti	189	40			38		640	
Passività non correnti	3.504	580	34	2	292	2.928	124	
- di cui passività finanziarie non correnti	2.929	506			288	1.912	79	
Totale passività	7.991	814	468	96	362	3.572	1.109	
Net equity	4.599	673	525	279	228	0	82	
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	31,00%	50,00%	40,00%	49,00%	50,00%	50,00%		
Valore di Iscrizione della partecipazione	1.413	350	210	137	114	0	28	
Ricavi e altri proventi operativi	9.038	1.340	135	54		756	412	
Costi operativi	(8.172)	(1.308)	(66)	(14)	(4)	(608)	(433)	
Ammortamenti e svalutazioni	(740)	(89)	(29)	(15)		(357)	(113)	
Risultato operativo	126	(57)	40	25	(4)	(209)	(134)	
Proventi (oneri) finanziari	(223)	(38)	47			(185)	(53)	
Proventi (oneri) su partecipazioni	(9)	3					(4)	
Risultato ante imposte	(106)	(92)	87	25	(4)	(364)	(191)	
Imposte sul reddito	(201)	1	(22)	(7)		(4)	(11)	
Risultato netto	(307)	(91)	65	18	(4)	(368)	(202)	
Altre componenti dell'utile complessivo	49	(41)	(68)		(6)	(26)		
Totale utile complessivo	(258)	(132)	(3)	18	(10)	(394)	(202)	
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(101)	(63)	26	9	(2)	(184)	(56)	
Dividendi percepiti dalla joint venture				12			29	

Me

83 192/829

Esercizio 2016

	2016						
	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Petro Junín SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	Cardón IV SA	Altre non rilevanti
(€ milioni)							
Attività correnti	7783	651	336	34	12	451	197
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	1.892	25	2	8	11	31	45
Attività non correnti	6.500	1.037	703	285	417	3.628	469
Totale attività	14.283	1.688	1.039	319	429	4.079	666
Passività correnti	5.668	232	480	13	36	455	433
- di cui passività finanziarie correnti	206	61					299
Passività non correnti	3.730	650	32		245	3.230	94
- di cui passività finanziarie non correnti	3.194	547			245	2.108	36
Totale passività	9.398	882	512	13	281	3.685	527
Net equity	4.885	806	527	306	148	394	139
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	30,76%	50,00%	40,00%	49,00%	50,00%	50,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.497	434	211	150	74	197	72
Ricavi e altri proventi operativi	10.009	905	105	152		738	275
Costi operativi	(9.100)	(921)	(60)	(98)	(1)	(233)	(279)
Altri proventi (oneri) operativi							(5)
Ammortamenti e svalutazioni	(2.408)	(131)	(40)	(22)		(87)	(169)
Risultato operativo	(1.499)	(147)	5	32	(1)	418	(178)
Proventi (oneri) finanziari	(154)	31	94		1	(206)	(20)
Proventi (oneri) su partecipazioni	18	13					
Risultato ante imposte	(1.635)	(103)	99	32		212	(198)
Imposte sul reddito	(445)	23	(24)	(12)		(252)	(20)
Risultato netto	(2.080)	(80)	75	20		(40)	(218)
Altre componenti dell'utile complessivo	48	29	18			12	(2)
Totale utile complessivo	(2.032)	(51)	93	20		(28)	(220)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(144)	(82)	30	10		(20)	(125)
Dividendi percepiti dalla Joint venture				10			35

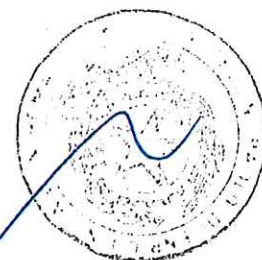
83 192 / 830

BILANCIO CONSOLIDATO 2017

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

Esercizio 2017

	2017		
(€ milioni)	Angola LNG Ltd	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti
Attività correnti	662	192	182
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	370	62	46
Attività non correnti	7.048	91	1.698
Totale attività	7.710	283	1.880
Passività correnti	203	37	339
- di cui passività finanziarie correnti			42
Passività non correnti	1.610		1.050
- di cui passività finanziarie non correnti	1.418		997
Totale passività	1.813	37	1.389
Net equity	5.897	246	491
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	33,33%	
Valore di Iscrizione della partecipazione	802	82	177
Ricavi e altri proventi operativi	1.374	112	462
Costi operativi	(563)	(44)	(410)
Ammortamenti e svalutazioni	(399)	(13)	(27)
Risultato operativo	412	55	25
Proventi (oneri) finanziari	(80)	6	1
Proventi (oneri) su partecipazioni			(30)
Risultato ante imposte	332	61	(4)
Imposte sul reddito		(14)	(5)
Risultato netto	332	47	(9)
Altre componenti dell'utile complessivo	(817)	(39)	(13)
Totale utile complessivo	(485)	8	(22)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	45	16	(7)
Dividendi percepiti dalla collegata		12	1



Ne

83192/831

IATI BILANCIO CONSOLIDATO 2017

Esercizio 2016

(€ milioni)	2016		
	Angola LNG Ltd	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti
Attività correnti	507	253	1.338
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	339	146	32
Attività non correnti	8.376	140	569
Totale attività	8.883	393	1.907
Passività correnti	284	41	1.232
- di cui passività finanziarie correnti			25
Passività non correnti	1.863	1	270
- di cui passività finanziarie non correnti	1.699		78
Totale passività	2.147	42	1.502
Net equity	6.736	351	405
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	33,33%	
Valore di iscrizione della partecipazione	916	117	167
Ricavi e altri proventi operativi	84	102	1.239
Costi operativi	(281)	(61)	(1.051)
Altri proventi (oneri) operativi			(2)
Ammortamenti e svalutazioni	(188)	(13)	(625)
Risultato operativo	(385)	28	(439)
Proventi (oneri) finanziari	(70)	11	224
Risultato ante imposte	(455)	39	(215)
Imposte sul reddito		5	(108)
Risultato netto	(455)	44	(323)
Altre componenti dell'utile complessivo	200	11	(7)
Totale utile complessivo	(255)	55	(330)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(62)	14	(88)
Dividendi percepiti dalla collegata		14	39

49 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2017, 2016 e 2015 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

50 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2017, 2016 e 2015 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

51 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

83 192 / 832

P. 01 - INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI SULL'ATTIVITÀ OIL&GAS PREVISTE DALLA SEC

M...

Informazioni supplementari sull'attività Oil&Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposi-

zioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932). Gli ammon-
tari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzio-

ne, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.277	17.600	12.514	15.211	36.976	10.547	12.493	14.840	1.950	138.408
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	356	471	32	2.157	3	1.023	785	185	5.030
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	359	39	1.436	191	1.212	101	34	46	14	3.432
Immobilizzazioni in corso	681	345	2.050	1.297	2.679	1.417	421	280	124	9.294
Costi capitalizzati lordi	17.335	18.340	16.471	16.731	43.024	12.068	13.971	15.951	2.273	156.164
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.504)	(12.014)	(10.640)	(10.413)	(25.920)	(1.690)	(10.386)	(12.534)	(1.188)	(98.289)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^(a)	3.831	6.326	5.831	6.318	17.104	10.378	3.585	3.417	1.085	57.875
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe			67		1.419		581	1.833		3.900
Attività relative a riserve probabili e possibili		4					85			89
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7					6		13
Immobilizzazioni in corso		1	6		4		93	225		329
Costi capitalizzati lordi		5	80		1.423		759	2.064		4.331
Fondi ammortamento e svalutazione			(61)		(475)		(611)	(785)		(1.932)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^(a)		5	19		948		148	1.279		2.399
2016										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	15.951	18.678	13.492	15.262	38.539	10.790	11.680	17.127	2.085	143.604
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	301	416	55	2.461	1	1.155	903	210	5.520
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	357	42	1.627	203	1.375	111	37	77	15	3.844
Immobilizzazioni in corso	724	242	2.347	1.828	5.117	2.565	2.248	317	134	15.522
Costi capitalizzati lordi	17.050	19.263	17.882	17.348	47.492	13.467	15.120	18.424	2.444	168.490
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.022)	(12.113)	(11.374)	(11.022)	(27.264)	(1.608)	(11.000)	(14.301)	(1.227)	(102.931)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^(a)	4.028	7.150	6.508	6.326	20.228	11.859	4.120	4.123	1.217	65.559
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		2	82		14		657	2.037		2.792
Attività relative a riserve probabili e possibili		15					96			111
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8					7		15
Immobilizzazioni in corso		9	5		1.596		24	253		1.887
Costi capitalizzati lordi		26	95		1.610		777	2.297		4.805
Fondi ammortamento e svalutazione		(20)	(72)		(482)		(682)	(602)		(1.858)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^(a)		6	23		1.128		95	1.695		2.947

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €969 milioni nel 2017 e per €1.090 milioni nel 2016 per le società consolidate e per €78 milioni nel 2017 e €95 milioni nel 2016 per le società in joint venture e collegate.

ne

83192 / 833

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe					5					5
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	31	242	77	110	65	3	76	106	5	715
Costi di sviluppo ^(b)	251	364	785	3.041	1.939	246	714	292	14	7.646
Totale costi sostenuti società consolidate	282	606	862	3.151	2.009	249	790	398	19	8.366
Società In Joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					90			91
Costi di sviluppo ^(b)			2		9		4	48		63
Totale costi sostenuti società In Joint venture e collegate		1	2		9		94	48		154
2016										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe					2					2
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	27	51	58	306	70		80	26	3	621
Costi di sviluppo ^(b)	387	437	694	1.752	2.019	651	1.232	(5)	1	7.168
Totale costi sostenuti società consolidate	414	488	752	2.060	2.089	651	1.312	21	4	7.791
Società In Joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					13			14
Costi di sviluppo ^(b)			1		28		12	95		136
Totale costi sostenuti società In Joint venture e collegate		1	1		28		25	95		150
2015										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	28	176	289		196		71	54	6	820
Costi di sviluppo ^(b)	207	1.006	1.574		2.957	819	1.332	745	18	8.658
Totale costi sostenuti società consolidate	235	1.182	1.863		3.153	819	1.403	799	24	9.478
Società In Joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					14	1		16
Costi di sviluppo ^(b)		1	1		112		35	554		703
Totale costi sostenuti società In Joint venture e collegate		2	1		112		49	555		719

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €355 milioni nel 2017, decrementi per €665 milioni nel 2016 e decrementi per €817 milioni nel 2015.

(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €23 milioni nel 2017, decrementi per €15 milioni nel 2016 e costi per €54 milioni nel 2015.

83192/834

ENI RILEVAZIONE FINANZIARIA ANAGRAFICA

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

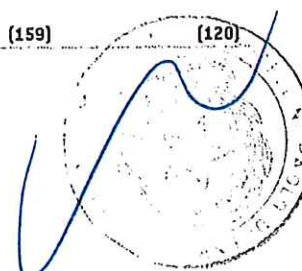
I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale

vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivate dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Rosto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.619	1.897	1.056		3.888	681	911	932	3	10.987
- vendite a terzi		481	3.184	2.128	547	713	291	96	168	7.608
Totale ricavi	1.619	2.378	4.240	2.128	4.435	1.394	1.202	1.028	171	18.595
Costi operativi	(337)	(687)	(504)	(314)	(986)	(396)	(206)	(312)	(48)	(3.790)
Imposte sulla produzione	(130)		(200)		(331)		(11)		(5)	(677)
Costi di ricerca	(26)	(122)	(22)	(191)	(60)		(61)	(39)	(4)	(525)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(465)	(838)	(679)	(767)	(2.063)	(289)	(765)	(577)	(59)	(6.502)
Altri (oneri) proventi	1.563	(141)	(162)	690	(716)	(221)	(84)	(342)	2	589
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.224	590	2.673	1.546	279	488	75	(242)	57	7.690
Imposte sul risultato	(299)	(216)	(1.978)	(214)	(38)	(223)	(67)	(38)	(23)	(3.096)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	1.925	374	695	1.332	241	265	8	(280)	34	4.594
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate			14		129		22	517		682
- vendite a terzi										
Totale ricavi			14		129		22	517		682
Costi operativi			(8)		(37)		(9)	(40)		(94)
Imposte sulla produzione			(2)		(8)			(146)		(156)
Costi di ricerca		(1)					(13)			(14)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(54)		(13)	(271)		(339)
Altri (oneri) proventi		(2)	(2)		26		3	(199)		(174)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	1		56		(10)	(139)		(95)
Imposte sul risultato			(1)				(4)	(20)		(25)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)			56		(14)	(159)		(120)

(a) Include riprese di valore nette per €150 milioni.



Ne

83 192 / 835

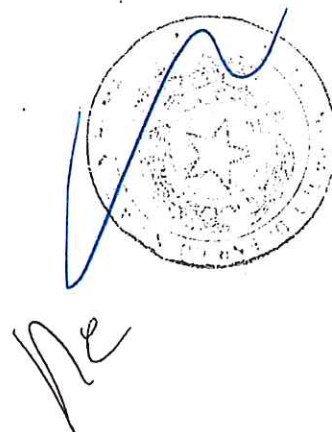
(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.217	1.673	932	9	3.178	252	1.027	833	4	9.125
- vendite a terzi		432	2.841	1.471	485	606	114	102	165	6.216
Totale ricavi	1.217	2.105	3.773	1.480	3.663	858	1.141	935	169	15.341
Costi operativi	(311)	(599)	(451)	(356)	(968)	(269)	(215)	(325)	(49)	(3.543)
Imposte sulla produzione	(96)		(176)		(282)		(17)		(5)	(576)
Costi di ricerca	(35)	(40)	(45)	(42)	(142)		(39)	(28)	(3)	(374)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(923)	(943)	(675)	(691)	(1.093)	(129)	(952)	(480)	(67)	(5.953)
Altri (oneri) proventi	(342)	(232)	(201)	(265)	(917)	(57)	(130)	(120)	(8)	(2.272)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(490)	291	2.225	126	261	403	(212)	(18)	37	2.623
Imposte sul risultato	159	(1)	(1.618)	(89)	97	(139)	32	(9)	(9)	(1.577)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(331)	290	607	37	358	264	(180)	(27)	28	1.046
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate			15				36	493		544
- vendite a terzi							36	493		544
Totale ricavi			15				36	493		544
Costi operativi			(9)				(10)	(54)		(73)
Imposte sulla produzione			(3)					(121)		(124)
Costi di ricerca							(13)			(13)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(26)		(32)	(240)		(299)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)		(26)		(16)	(25)		(71)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	1		(52)		(35)	53		(36)
Imposte sul risultato			(2)				(6)	(162)		(170)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)	(1)		(52)		(41)	(109)		(206)

(a) Include riprese di valore nette per €700 milioni.

83 192 / 836

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.124	1.828	1.403	3.514	231	628	1.118	29	10.875
- vendite a terzi		501	5.681	914	659	854	131	226	8.966
Totale ricavi	2.124	2.329	7.084	4.428	890	1.482	1.249	255	19.841
Costi operativi									
Imposte sulla produzione	(184)		(240)	(405)		(30)		(9)	(868)
Costi di ricerca	(35)	(205)	(164)	(216)		(210)	(35)	(6)	(871)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(750)	(2.022)	(2.938)	(3.835)	(109)	(1.491)	(1.775)	(111)	(13.031)
Altri (oneri) proventi	(215)	(142)	(564)	(290)	(156)	(282)	(9)	(23)	(1.681)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	537	(682)	2.230	(1.417)	386	(766)	(1.023)	(2)	(737)
Imposte sul risultato	(182)	589	(2.148)	272	(142)	90	406	(25)	(1.140)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	355	(93)	82	(1.145)	244	(676)	(617)	(27)	(1.077)
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate						68	248		335
- vendite a terzi			19						19
Totale ricavi			19			68	248		335
Costi operativi									
Imposte sulla produzione			(9)			(13)	(49)		(71)
Costi di ricerca			(3)				(82)		(85)
Costi di ricerca						(16)			(16)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(3)	(432)		(77)	(78)		(591)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)	(35)		(6)	(48)		(93)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(4)	3	(467)		(44)	(9)		(521)
Imposte sul risultato			(3)			8	(29)		(24)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(4)		(467)		(36)	(38)		(545)

[a] Include svalutazioni per €5.051 milioni.



Handwritten signature and circular stamp.

83 192 / 1837

RISERVE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2017 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 54 \$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione⁽²⁹⁾ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti⁽³⁰⁾. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali

future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2017 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton² hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2017 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 29% delle riserve Eni al 31 dicembre 2017⁽³¹⁾.

Nel triennio 2015-2017 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 96% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2017 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Blacktip (Australia).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost Oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 60%, il 59% e il 52% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2017, 2016 e 2015. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 4%, il 5% e il 5% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2017, 2016 e 2015.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,6%, l'1,8% e lo 0,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2017, 2016 e 2015; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2017, 2016 e 2015.

(29) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

(30) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2017".

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