

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

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'allocazione 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

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. collaterali) 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 DALL'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 in relazione alla 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

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 la 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 DALL'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.

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.



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

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

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	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		
Tasso variabile				
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				
Tasso fisso				
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		
Tasso variabile				
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)	31.12.2017	31.12.2016
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	190	210
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	17	28
	207	238

160 BILANCIO CONSOLIDATO 2017 | NOTE AL BILANCIO

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

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
Variazione 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.

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	175
	815	604	1.184	563
	10.182	5.239	11.186	5.864

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.

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

	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
(€ milioni)								
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:

	2017			2016		
	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette
(€ milioni)						
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.

164 BILANCIO CONSOLIDATO 2017 | NOTE AL BILANCIO

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

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.

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).

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

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 sostenu-

to 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

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 ride-termina 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.