

80901/677

Attività finanziarie non correnti

Partecipazioni

Le attività finanziarie rappresentative di quote di partecipazione 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. Le quote di partecipazioni a servizio di prestiti obbligazionari convertibili in azioni Galp e Snam sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, in applicazione della fair value option attivata al fine di ridurre l'accounting mismatch con la rilevazione dell'opzione di conversione, implicita nel prestito obbligazionario convertibile, valutata al fair value con imputazione delle variazioni di valore a conto economico. 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 ripristino¹⁸.

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 (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 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

I debiti sono valutati con il metodo del costo ammortizzato (v. precedente punto "Attività finanziarie non correnti").

Strumenti finanziari derivati

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivatives) 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 di copertura 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".

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

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 per rischi e oneri

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'ob-

[18] 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.

80901/678

bligazione 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.

Nella nota n. 29 - Fondi per rischi e oneri sono illustrate 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 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.

Fondi per benefici ai dipendenti

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 ipote-

si 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. In presenza di attività nette sono inoltre rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore differenti dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nel prospetto 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 vantaggi 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, 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 corrispettivi maturati nell'esercizio relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi maturati in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Con riferimento agli accordi per servizi in concessione (v. precedente punto "Attività immateriali") nei casi in cui la tariffa dei servizi resi non consenta l'attendibile distinzione tra la remunerazione per l'attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura e quella di gestione e in assenza di benchmark di riferimento, i ricavi afferenti all'attività di costruzione/miglioria sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti.

Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

80901/479

Le attività materiali, differenti da quelle utilizzate nell'ambito dei servizi in concessione, trasferite dai clienti (o realizzate con le disponibilità trasferite dai clienti) e funzionali al loro collegamento ad una rete per la somministrazione di una fornitura, sono rilevate al relativo fair value in contropartita ai ricavi di conto economico. Quando l'accordo prevede la prestazione di una pluralità di servizi (es. allacciamento e fornitura di beni) è verificato a fronte di quale servizio fornito è stata trasferita l'attività dal cliente e, coerentemente, la rilevazione del ricavo è operata all'atto dell'allacciamento ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'asset.

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.

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 permuta 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 alla quota 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" del conto economico.

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.

Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta. Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie espresse in moneta 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 ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvata o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero 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 operations

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. 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.

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

80901/680

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'applicazione 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 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 e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione, classificate come destinate alla vendita, 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 operations, 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 operations sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto. 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.

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'im-

presa 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 che non finanziaria, o di uno 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 di una passività riflette l'effetto di un rischio di inadempimento; il rischio di inadempimento comprende, tra l'altro, il rischio di credito dell'entità stessa.

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

Schema di bilancio¹⁹

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura²⁰.

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 del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

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

Modifica dei criteri contabili

Le disposizioni dell'IFRS 10 "Bilancio consolidato" (di seguito IFRS 10), dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" (di seguito IFRS 11) e dello IAS 28 "Partecipazioni in società collegate e joint venture" (di seguito IAS 28), omologate con il regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economico-patrimoniali del 2013 posti a confronto; in considerazione della circostanza che gli schemi di conto economico, prospetto dell'utile complessivo e rendiconto finanziario presentano due esercizi posti a confronto, la rettifica dei corrispondenti valori sarà operata anche per l'esercizio 2012.

In particolare, l'IFRS 10 fornisce una nuova definizione di controllo da applicarsi a tutte le società (ivi incluse le società veicolo). In base a tale definizione, 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 il proprio potere decisionale sulla stessa. L'IFRS 11 definisce la contabilizzazione degli accordi a controllo congiunto, in relazione ai diritti e alle obbligazioni delle parti rivenienti dall'accordo. L'IFRS 11 identifica due tipologie di accordi a controllo congiunto. Una joint venture è un accordo a con-

[19] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella relazione finanziaria annuale 2013.

[20] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota 36 - Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

80901/681

trollo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto dell'accordo vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto dell'accordo vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable rights and obligations) relative all'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Le interessenze in joint operation sono contabilizzate rilevando la quota di competenza del partecipante di attività/passività e di ricavi/costi sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali.

I principali impatti connessi con l'adozione delle nuove disposizioni riguardano la classificazione come joint operation di alcune imprese precedentemente classificate come controllate congiunte e valutate secondo il metodo del patrimonio netto.

I valori dello stato patrimoniale di apertura al 1° gennaio 2013, dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2013, nonché del conto economico, del prospetto dell'utile complessivo e del rendiconto finanziario 2012 e 2013 posti a confronto, sono stati rideterminati a seguito dell'adozione dell'IFRS 10 e dell'IFRS 11. Di seguito è fornito l'impatto quantitativo sulle voci di bilancio interessate:

1° gennaio 2013			
(€ milioni)	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Attività correnti	48.868	128	48.996
Attività non correnti	90.494	186	90.680
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	63.466	1.332	64.798
- di cui: Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.262	(809)	3.453
Passività correnti	33.986	(34)	33.952
Passività non correnti	42.973	489	43.462
Totale patrimonio netto	62.558	(141)	62.417

31 dicembre 2013			
(€ milioni)	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Attività correnti	50.435	26	50.461
Attività non correnti	85.357	227	85.584
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	62.506	1.257	63.763
- di cui: Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.934	(781)	3.153
Passività correnti	32.947	(78)	32.869
Passività non correnti	43.827	456	44.283
Totale patrimonio netto	61.174	(125)	61.049

2013			
(€ milioni)	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Ricavi	116.107	(23)	116.084
Utile operativo	8.856	32	8.888
Proventi (oneri) finanziari	(991)	(18)	(1.009)
Proventi (oneri) su partecipazioni	6.115	(30)	6.085
Utile netto del periodo	4.972	(13)	4.959
- azionisti Eni	5.160		5.160
- interessenze di terzi	(188)	(13)	(201)
Flusso di cassa netto da attività operativa	10.969	57	11.026
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(10.943)	(38)	(10.981)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.453)	(57)	(2.510)
Flusso di cassa netto del periodo	(2.477)	(28)	(2.505)

2012			
(€ milioni)	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Ricavi	128.766	(109)	128.657
Utile operativo	15.071	137	15.208
Proventi (oneri) finanziari	(1.347)	(24)	(1.371)
Proventi (oneri) su partecipazioni	2.881	(92)	2.789
Utile netto del periodo	8.676	3	8.679
- azionisti Eni	7.790		7.790
- interessenze di terzi	886	3	889
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.371	196	12.567
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(8.291)	(86)	(8.377)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	2.201	(130)	2.071
Flusso di cassa netto del periodo	6.265	(20)	6.245

80901/682

L'applicazione delle disposizioni dello IAS 28 non ha prodotto effetti significativi.

Le informazioni illustrative delle partecipazioni sono presentate in base all'IFRS 12 "Informativa sulle partecipazioni in altre entità", efficace a partire dal 1° gennaio 2014.

Con il regolamento n. 634/2014 emesso dalla Commissione Europea in data 13 giugno 2014 è stato omologato l'IFRIC 21 "Tributi" (di seguito IFRIC 21), che definisce il trattamento contabile dei pagamenti richiesti dalle autorità pubbliche (es. contributi da versare per operare in un determinato mercato), diversi dalle imposte sul reddito, dalle multe, dalle penali. L'IFRIC 21 indica i criteri per la rilevazione della passività, stabilendo che l'evento vincolante che dà origine all'obbligazione, e pertanto alla rilevazione della liability, è rappresentato dallo svolgimento dell'attività d'impresa che, ai sensi della normativa applicabile, comporta il pagamento. Il regolamento di omologazione ha previsto l'entrata in vigore dell'IFRIC 21 a partire dal primo esercizio che abbia inizio il, o dopo il, 17 giugno 2014, fatta salva la possibilità di applicazione anticipata. Le disposizioni dell'IFRIC 21 sono state applicate, in via anticipata, a partire dall'esercizio 2014. L'applicazione delle disposizioni dell'IFRIC 21 non ha prodotto effetti significativi. Gli altri principi contabili e interpretazioni entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2014 non hanno prodotto effetti significativi.

Utilizzo di stime contabili

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, stime basate su esperienze passate e 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. 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.

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 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 utiliz-

80901/483

zando 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 altre 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. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne.

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.

Fondi per benefici ai dipendenti

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 ritiro 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 dei Paesi interessati; (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'an-

damento 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.

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 e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Riconoscimento dei ricavi

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni sono riconosciuti sulla base dei corrispettivi pattuiti in proporzione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). La stima del margine di commessa atteso (future gross profit), identificato come differenza tra i ricavi previsti dal contratto e i costi direttamente imputabili alla commessa, è un processo complesso di valutazione che include l'identificazione dei diversi rischi inerenti le attività previste nelle diverse aree geografiche di operatività, le condizioni di mercato ed ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

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 e il termine dell'esercizio ma non ancora fatturate. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni dei trasportatori e distributori sulle quantità allocate ai fini della distribuzione e della differenza rispetto alle quantità fatturate, nonché degli altri fattori, considerati dalla Direzione Aziendale, che possono influire sui consumi oggetto di stima.

Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea

Con il regolamento n. 2015/29 emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2014 è stata omologata la modifica allo IAS 19 "Piani a benefici definiti: contributi dei dipendenti", in base alla quale è consentito rilevare i contributi connessi a piani a benefici definiti, dovuti dal dipendente o

da terzi, a riduzione del service cost nel periodo in cui il relativo servizio è reso, sempreché tali contributi presentino le seguenti condizioni: (i) sono indicati nelle condizioni formali del piano, (ii) sono collegati al servizio svolto dal dipendente e (iii) sono indipendenti dal numero di anni di servizio del dipendente (es. i contributi rappresentano una percentuale fissa della retribuzione oppure un importo fisso per tutto il periodo di lavoro o correlato all'età del dipendente). La modifica è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° febbraio 2015 (per Eni: bilancio 2016). Con i regolamenti n. 2015/28 e n. 1361/2014 emessi dalla Commissione Europea, rispettivamente, in data 17 e 18 dicembre 2014, sono stati omologati, rispettivamente, i documenti "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012" e "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011-2013", contenenti modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi indicate nel documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011-2013" sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2015; diversamente, le modifiche indicate nel documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012" sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° febbraio 2015 (per Eni: bilancio 2016).

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 6 maggio 2014, lo IASB ha emesso la modifica all'IFRS 11 "Accounting for Acquisitions of Interests in Joint Operations" (di seguito modifica all'IFRS 11), che disciplina il trattamento contabile da adottare alle operazioni di acquisizione dell'interest iniziale o di interessenze addizionali in joint operation (senza modifica della qualificazione come joint operation) la cui attività soddisfa la definizione di business prevista dall'IFRS 3. In particolare, la quota acquisita nella joint operation è rilevata adottando le disposizioni previste per le operazioni di business combination applicabili a tali fattispecie, che includono ma non si limitano: (i) alla valutazione al fair value delle attività e passività identificabili, diverse da quelle per le quali è previsto un differente criterio di valutazione; (ii) alla rilevazione a conto economico dei costi direttamente attribuibili all'acquisizione al momento del relativo sostenimento; (iii) alla rilevazione della fiscalità differita connessa alla rilevazione iniziale di attività (ad eccezione del goodwill) o passività in presenza di differenze temporanee tra valore contabile e fiscale; (iv) alla rilevazione del goodwill derivante dal differenziale tra il corrispettivo trasferito e il fair value delle attività nette identificabili acquisite; (v) alla verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della cash generating unit alla quale è stato allocato il goodwill almeno annualmente o in presenza di impairment indicator. La modifica all'IFRS 11 è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

In data 12 maggio 2014, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 "Clarification of Acceptable Methods of Depreciation and Amortisation" (di seguito modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38), in base alle quali è da considerarsi inappropriata l'adozione di una metodologia di ammortamento basata sui ricavi. Limitatamente alle attività immateriali, tale indicazione è considerata una presunzione relativa superabile solo al verificarsi di una delle seguenti circostanze: (i) il diritto d'uso di un'attività immateriale è correlato al raggiungimento di una predeterminata soglia di ricavi da produrre; o (ii) quando è dimostrabile che il conseguimento dei ricavi e l'utilizzo dei benefici economici dell'attività siano altamente correlati. Le modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

80901.685

In data 28 maggio 2014, lo IASB ha emesso l'IFRS 15 "Revenue from Contracts with Customers" (di seguito IFRS 15), che disciplina il timing e l'ammontare di rilevazione dei ricavi derivanti da contratti con i clienti (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 stand alone 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 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2017.

In data 24 luglio 2014, lo IASB ha finalizzato il progetto di revisione del principio contabile in materia di strumenti finanziari con l'emissione della versione completa dell'IFRS 9 "Financial Instruments" (di seguito IFRS 9). In particolare, le nuove disposizioni dell'IFRS 9: (i) modificano il modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie; (ii) introducono una nuova modalità di svalutazione delle attività finanziarie, che tiene conto delle perdite attese (cd. expected credit losses); 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. In data 12 agosto 2014, lo IASB ha emesso la modifica allo IAS 27 "Equity

Method in Separate Financial Statements", che introduce la possibilità di utilizzare il metodo del patrimonio netto per la valutazione delle partecipazioni in controllate, joint venture e collegate nel bilancio separato. La modifica allo IAS 27 è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

In data 11 settembre 2014, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28 "Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture" (di seguito modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28) che ha definito le modalità di rilevazione degli effetti economici connessi, principalmente, alla perdita del controllo di una partecipazione per effetto del suo trasferimento a una realtà collegata o a una joint venture. Le modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

In data 18 dicembre 2014, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Disclosure Initiative", contenenti essenzialmente chiarimenti in merito alle modalità di presentazione dell'informativa di bilancio, che richiamano l'attenzione sull'utilizzo del concetto di significatività. Le modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016. In data 25 settembre 2014, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRSs 2012–2014 Cycle" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

Allo stato Eni sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Attività correnti

80901/486

8 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €6.614 milioni (€5.431 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per €3.373 milioni (€3.086 milioni al 31 dicembre 2013) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Le disponibilità liquide oggetto di vincolo ammontano a €90 milioni e riguardano un vincolo temporaneo disposto a seguito di indagini giudiziarie nei confronti di società del settore Saipem. Maggiori informazioni sulle indagini giudiziarie sono riportate alla nota n. 36 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi - Indagini della Magistratura.

La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 9 giorni e il tasso di interesse medio è dello 0,15% (0,3% al 31 dicembre 2013).

9 Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading si analizzano per emittente come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	1.961	1.325
Altri titoli	3.043	3.699
	5.004	5.024

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	691	700	Baa2	BBB-
Spagna	190	202	Baa2	BBB
Francia	70	73	Aa1	AA
Unione Europea	48	51	Aaa	AA+
Canada	31	32	Aaa	AAA
Germania	9	9	Aaa	AAA
	1.039	1.067		
<i>Tasso variabile</i>				
Germania	181	181	Aaa	AAA
Francia	77	77	Aa1	AA
	258	258		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.297	1.325		
Altri titoli				
<i>Tasso fisso</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.949	2.056	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.033	1.082	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	2.982	3.138		
<i>Tasso variabile</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	86	87	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	474	474	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	560	561		
Totale Altri titoli	3.542	3.699		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	4.839	5.024		



L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)		31.12.2013	31.12.2014
Euro	80901/487	4.954	4.996
Sterlina inglese		37	16
Franco svizzero		13	12
		5.004	5.024

Il fair value dei titoli è determinato sulla base dei prezzi di mercato.

Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie disponibili per la vendita si analizzano per emittente come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Titoli strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	165	204
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	37	40
	202	244
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani		6
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	7	7
Altri titoli quotati	26	
	33	13
	235	257

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Euro	173	216
Dollaro USA	58	39
Rupia indiana	4	2
	235	257

I titoli emessi da Stati sovrani al 31 dicembre 2014 di €210 milioni (€165 milioni al 31 dicembre 2013) 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	33	da 3,75 a 4,25	dal 2019 al 2021	Aa3	AA
Italia	29	30	da 1,50 a 5,75	dal 2015 al 2018	Baa2	BBB-
Portogallo	22	25	da 3,35 a 4,75	dal 2015 al 2019	Ba1	BB
Spagna	21	24	da 3,15 a 4,85	dal 2016 al 2020	Baa2	BBB
Francia	16	17	da 1,00 a 3,25	dal 2018 al 2021	Aa1	AA
Slovacchia	15	16	da 1,50 a 4,20	dal 2016 al 2018	A2	A
Irlanda	13	16	da 4,40 a 4,50	dal 2019 al 2020	Baa1	A
Finlandia	9	9	da 1,13 a 1,75	dal 2015 al 2019	Aaa	AA+
Repubblica Ceca	7	8	3,63	2021	A1	AA-
Paesi Bassi	6	7	4,00	dal 2016 al 2018	Aaa	AA+
Polonia	5	6	6,38	2019	A2	A-
Austria	5	5	3,50	2015	Aaa	AA+
Germania	5	5	3,25	2015	Aaa	AAA
Canada	5	5	1,63	2019	Aaa	AAA
Stati Uniti d'America	4	4	3,13	2019	Aaa	AA+
	189	210				

80901/488

Titoli quotati per €47 milioni (€44 milioni al 31 dicembre 2013) sono emessi da Istituti finanziari con classe di rating compresa tra Aaa e A2 (Moody's) e AAA e A+ (S&P).

I titoli strumentali all'attività operativa di €244 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

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

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2014
Effetto valutazione al fair value	6	7	13
Passività per imposte differite	(1)	(1)	(2)
Altre riserve di patrimonio netto	5	6	11

Il fair value dei titoli disponibili per la vendita è determinato sulla base dei prezzi di mercato.

Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti commerciali	21.212	19.709
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	403	423
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	481	839
- non strumentali all'attività operativa	129	555
	1.013	1.817
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	88	86
- altri	6.577	6.989
	6.665	7.075
	28.890	28.601

Il decremento dei crediti commerciali di €1.503 milioni è riferito principalmente ai settori Gas & Power (€726 milioni) ed Exploration & Production (€594 milioni).

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €2.353 milioni (€1.877 milioni al 31 dicembre 2013):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
Crediti commerciali	1.291	518	(154)	19	1.674
Crediti finanziari	52			7	59
Altri crediti	534	48	(9)	47	620
	1.877	566	(163)	73	2.353

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €518 milioni (€384 milioni nel 2013) è riferito al settore Gas & Power per €380 milioni ed è relativo in particolare alla clientela retail nei confronti della quale si rilevano maggiori difficoltà di riscossione a causa del protrarsi della debole congiuntura economica. Eni sta adottando le necessarie azioni per la riduzione dei crediti scaduti anche attraverso una revisione del processo di gestione dei crediti in contenzioso ed operazioni di cessione dei crediti.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €154 milioni (€158 milioni nel 2013) è riferito ai settori Gas & Power per €55 milioni e Ingegneria & Costruzioni per €53 milioni.

Al 31 dicembre 2014 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2015 per €1.375 milioni (€2.533 milioni nel 2013 con scadenza 2014). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi ai settori Gas & Power (€1.099 milioni), Refining & Marketing (€147 milioni), Ingegneria & Costruzioni (€92 milioni) e Versalis (€37 milioni). Inoltre, sono state attuate operazioni di cessione pro-soluto di crediti

80901/1689

commerciali del settore Ingegneria & Costruzioni con scadenza 2015 tramite la società di Gruppo Serfactoring SpA per €419 milioni (€222 milioni nell'esercizio 2013 con scadenza 2014).

I crediti commerciali al 31 dicembre 2014 comprendono crediti scaduti del settore Exploration & Production relativi a forniture di idrocarburi a enti di Stato dell'Egitto per circa €763 milioni, in riduzione rispetto al valore di €1.195 milioni al 30 giugno 2014 a seguito dei rimborsi ottenuti nel corso dell'esercizio con la finalizzazione di diverse iniziative commerciali con le controparti. Nel corso del 2015 proseguono, alla luce delle consolidate relazioni con le controparti governative, le attività negoziali per ottenere ulteriori riduzioni del credito.

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

[€ milioni]	31.12.2013			31.12.2014		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	16.625	5.432	22.057	15.575	5.713	21.288
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.056	172	1.228	1.804	196	2.000
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	1.702	325	2.027	1.088	232	1.320
- da 3 a 6 mesi	709	50	759	550	105	655
- da 6 a 12 mesi	606	185	791	244	10	254
- oltre 12 mesi	514	501	1.015	448	819	1.267
	3.531	1.061	4.592	2.330	1.166	3.496
	21.212	6.665	27.877	19.709	7.075	26.784

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 prodotti petrolchimici e verso clienti retail del settore Gas & Power.

Nel corso del 2014 sono state poste in essere operazioni di factoring su crediti scaduti e non svalutati riguardanti pubbliche amministrazioni; inoltre, nel mese di dicembre 2014 sono stati fattorizzati crediti scaduti per circa €104 milioni relativi a clienti middle e large del settore Gas & Power. L'incremento di €772 milioni dei crediti svalutati al netto del fondo svalutazione è riferito ai settori Gas & Power per €494 milioni e Refining & Marketing per €255 milioni. Il decremento di €1.096 milioni dei crediti scaduti e non svalutati è riferito al settore Gas & Power per €1.026 milioni.

I crediti commerciali comprendono ritenute a garanzia per lavori in corso su ordinazione per €153 milioni (€209 milioni al 31 dicembre 2013).

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €8.066 milioni (€7.611 milioni al 31 dicembre 2013).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.262 milioni (€884 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €811 milioni finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, joint venture e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni (€481 milioni al 31 dicembre 2013); €332 milioni di depositi sono a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd (€321 milioni al 31 dicembre 2013).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €555 milioni (€129 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano: (i) depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA per €287 milioni (€92 milioni al 31 dicembre 2013), di cui €183 milioni presso Citigroup Global Markets Ltd, €96 milioni presso BNP Paribas e €8 milioni presso ABN AMRO per operazioni su contratti derivati; (ii) crediti relativi ai margini sui contratti derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €203 milioni (€15 milioni di debiti finanziari al 31 dicembre 2013); (iii) depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni per €25 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.063 milioni (€529 milioni al 31 dicembre 2013).

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €86 milioni (€88 milioni al 31 dicembre 2013) sono riferiti per €52 milioni (€79 milioni al 31 dicembre 2013) alla cessione perfezionata nel giugno 2012 del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) alla controparte di stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito dell'accordo transattivo tra le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe, che ha sancito la chiusura del contenzioso sul cost recovery e su alcune materie fiscali. Il piano di rimborso prevede 36 rate mensili dal luglio 2012 con interessi attivi a tassi di mercato.

Gli altri crediti di €6.989 milioni (€6.577 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) €663 milioni relativi al recupero di costi di investimento di due progetti petroliferi del settore Exploration & Production per i quali sono stati attivati due procedimenti arbitrali che hanno portato all'emissione di un lodo finale favorevole, in uno degli arbitrati, e all'emissione di un lodo parziale favorevole, nell'altro. Per quest'ultimo si aspetta il lodo finale che potrà essere emesso dal Collegio Arbitrale qualora venisse revocato il provvedimento restrittivo di una corte locale che impedisce il proseguimento di questo arbitrato; (ii) €91 milioni relativi a importi da ricevere da clienti gas somministrati a fronte dei volumi gas per i quali è maturato in capo a Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di vendita a lungo termine; (iii) €1 milione relativo a crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con società non consolidate rientranti nel consolidato fiscale (€8 milioni al 31 dicembre 2013).

80901,490

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti per attività di disinvestimento	88	86
Altri crediti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	4.771	4.837
- acconti per servizi	613	857
- compagnie di assicurazione	171	164
- per operazioni di factoring	121	140
- enti petroliferi esteri per rimborsi di imposte petrolifere	69	47
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	17	18
- altri	815	926
	6.577	6.989
	6.665	7.075

I crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione comprendono crediti per €207 milioni (€264 milioni al 31 dicembre 2013) rilevati a fronte di passività per benefici definiti ai dipendenti (v. nota n. 30 – Fondi per benefici ai dipendenti).

I crediti per operazioni di factoring di €140 milioni (€121 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.

Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a €6.004 milioni (€5.674 milioni al 31 dicembre 2013).

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

12 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013					31.12.2014				
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	714	209		1.848	2.771	468	210		2.177	2.855
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	114	14		1	129	34	11		1	46
Lavori in corso su ordinazione			1.627		1.627			1.768		1.768
Prodotti finiti e merci	2.496	801		93	3.390	2.022	699		131	2.852
Certificati e diritti di emissione				22	22				34	34
	3.324	1.024	1.627	1.964	7.939	2.524	920	1.768	2.343	7.555

I lavori in corso su ordinazione di €1.768 milioni (€1.627 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni per €1.757 milioni (€1.607 milioni al 31 dicembre 2013) e comprendono corrispettivi in corso di negoziazione (change orders e claims) per €801 milioni (€1.018 milioni al 31 dicembre 2013). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 37 – Ricavi. Al 31 dicembre 2014 non ci sono acconti ricevuti dai committenti da compensare sui lavori in corso su ordinazione (€6 milioni al 31 dicembre 2013 corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti). I certificati e diritti di emissione di €34 milioni (€22 milioni al 31 dicembre 2013) sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato.



Rimanenze di magazzino per €213 milioni (€105 milioni al 31 dicembre 2013) sono impegnate a garanzia del pagamento di servizi di stoccaggio. La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

80901/692

(€ milioni)	Valore iniziale	Variazioni dell'esercizio	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2013								
Rimanenze lorde	8.749	[373]			[3]	[181]	[66]	8.126
Fondo svalutazione	[171]		[168]	149		3		[187]
Rimanenze nette	8.578	[373]	[168]	149	[3]	[178]	[66]	7.939
31.12.2014								
Rimanenze lorde	8.126	[185]			26	271	[211]	8.027
Fondo svalutazione	[187]		[371]	57		[8]	37	[472]
Rimanenze nette	7.939	[185]	[371]	57	26	263	[174]	7.555

La variazione dell'esercizio negativa per €185 milioni è riferita al settore Refining & Marketing per €414 milioni e, in aumento, al settore Exploration & Production per €203 milioni e al settore Ingegneria & Costruzioni per €97 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi del fondo svalutazione rispettivamente di €371 milioni e €57 milioni sono riferiti al settore Refining & Marketing rispettivamente per €298 milioni e €17 milioni e sono relativi, in particolare, all'allineamento del valore di libro del greggio e dei prodotti al valore di realizzo a fine esercizio, ovvero alla riduzione delle lavorazioni per fermata impianti.

Le altre variazioni di €174 milioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita per €104 milioni.

Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Imprese italiane	555	472
Imprese estere	247	290
	802	762

Le imposte sono indicate alla nota n. 41 – Imposte sul reddito.

Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Iva	596	817
Accise e imposte di consumo	88	200
Altre imposte e tasse	151	192
	835	1.209

Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	14	41
Fair value su altri strumenti finanziari derivati	718	3.258
Altre attività	593	1.086
	1.325	4.385

809011692

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di appropriate tecniche di valutazione adottate in ambito finanziario.

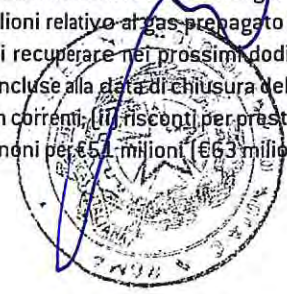
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €41 milioni (€14 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati 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. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza 2015 è indicato alla nota n. 27 – Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 22 – Altre attività non correnti e n. 32 – Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – Patrimonio netto e n. 38 – Costi operativi. Gli impegni di acquisto e vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a €1 milione e a €543 milioni (impegni di vendita di €505 milioni al 31 dicembre 2013). Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Il fair value degli altri strumenti finanziari derivati si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	6	35				
Currency swap	250	2.320	6.426	339	6.530	973
Outright	1	68	73	83	966	45
	257	2.423	6.499	422	7.496	1.018
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	2	36		5	144	
	2	36		5	144	
Contratti su merci						
Over the counter	395	6.558	9.231	2.671	321	14.058
Opzioni				122	1.031	
Future	64	7.666	6.340	4	41	
Altri				34		
	459	14.224	15.571	2.831	1.393	14.058
	718	16.683	22.070	3.258	9.033	15.076

Il fair value degli altri strumenti finanziari derivati di €3.258 milioni (€718 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) per €978 milioni (€369 milioni al 31 dicembre 2013) 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 valute, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity e, pertanto, non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €2.246 milioni (€344 milioni al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario; (iii) per €34 milioni derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production; (iv) per €5 milioni al 31 dicembre 2013 strumenti finanziari derivati soggetti ad accordi di regolamento netto, di cui, fair value negativo di €7 milioni relativo a strumenti finanziari derivati fair value hedge. Le altre attività di €1.086 milioni (€593 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) l'ammontare di €496 milioni relativo al gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita e dei benefici ottenuti dalle recenti rinegoziazioni concluse alla data di chiusura della relazione annuale. La quota che Eni prevede di recuperare oltre 12 mesi è indicata alla nota n. 22 – Altre attività non correnti; (ii) risconti per prestazioni di servizio anticipate per €124 milioni (€107 milioni al 31 dicembre 2013); (iii) ratei e risconti per affitti e canoni per €51 milioni (€63 milioni al 31 dicembre 2013); (iv) risconti per premi assicurativi per €36 milioni (€53 milioni al 31 dicembre 2013).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.



Attività non correnti

80901/493

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
2013											
Terreni	677	10		(8)		(19)	(3)	10	667	693	26
Fabbricati	1.170	72	(116)	(37)	18	(29)	(7)	197	1.268	3.404	2.136
Impianti e macchinari	40.047	3.825	(2.071)	(1.847)		(1.570)	(145)	8.334	41.573	121.429	79.856
Attrezzature industriali e commerciali	425	142	(125)	(4)		(19)		31	450	1.865	1.415
Altri beni	731	80	(142)	(1)	1	(10)		(294)	365	1.953	1.588
Immobilizzazioni in corso e acconti	21.748	6.784		(219)		(996)		(7.877)	19.440	21.424	1.984
	64.798	10.913	(7.454)	(2.116)	19	(2.643)	(155)	401	63.763	150.768	87.005
2014											
Terreni	667	7		(1)		2	(51)	(9)	615	642	27
Fabbricati	1.268	129	(126)	(20)		40	(80)	422	1.633	4.463	2.830
Impianti e macchinari	41.573	3.763	(2.850)	(1.141)	245	3.363	(3)	6.795	46.745	140.353	93.608
Attrezzature industriali e commerciali	450	129	(121)	(15)	(1)	21		127	590	2.099	1.509
Altri beni	365	70	(90)	(1)		17	(3)	100	458	2.159	1.701
Immobilizzazioni in corso e acconti	19.440	6.587		(362)		1.652	(1)	(5.395)	21.921	24.311	2.390
	63.763	10.685	(8.187)	(1.540)	244	5.095	(138)	2.040	71.962	174.027	102.065

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2013	2014
Investimenti:		
- Exploration & Production	8.754	9.081
- Gas & Power	149	114
- Refining & Marketing	664	527
- Versalis	311	277
- Ingegneria & Costruzioni	887	682
- Corporate e società finanziarie	130	56
- Altre attività	21	30
- Rettifiche per utili interni	(3)	(82)
	10.913	10.685

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €161 milioni (€167 milioni nel 2013) riferiti ai settori Exploration & Production (€133 milioni), Refining & Marketing (€22 milioni) e Versalis (€6 milioni). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,7% e il 5,3% (il 2,6% e il 5,3% al 31 dicembre 2013).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2013:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti e macchinari	2 - 10
Attrezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 33

80901/496

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

(€ milioni)	2013	2014
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	209	695
- Gas & Power	1.200	79
- Refining & Marketing	633	234
- Versalis	55	98
- Ingegneria & Costruzioni		420
- Altri settori	19	14
	2.116	1.540
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	71	134
- Gas & Power	355	27
- Refining & Marketing	223	69
- Versalis	15	33
- Ingegneria & Costruzioni		
- Altri settori	5	4
	669	267
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	138	561
- Gas & Power	845	52
- Refining & Marketing	410	165
- Versalis	40	65
- Ingegneria & Costruzioni		420
- Altri settori	14	10
	1.447	1.273

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle immobilizzazioni materiali e immateriali, il management considera la presenza a fine esercizio di eventuali indicatori di perdita di valore di origine sia esterna, quali il valore di libro dei net asset di Eni superiore alla capitalizzazione di borsa alla data di chiusura dell'esercizio, l'andamento atteso dello scenario prezzi/margini degli idrocarburi, l'evoluzione delle variabili monetarie (tassi di interesse/cambio, inflazione), il rischio paese, modifiche del quadro regolatorio/contrattuale, sia interna, quali sottoperformance dei reservoir, incremento dei costi/investimenti, fenomeni di obsolescenza e altri fattori.

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. 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. 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). In particolare, le cash generating unit sono rappresentate: (i) nel settore Exploration & Production, dai 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 (descritte alla nota n. 18 - Attività immateriali), dalle centrali per la produzione di energia elettrica, dai gasdotti internazionali e da altre CGU minori; (iii) nel settore Refining & Marketing, dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities; (iv) nel settore Versalis, dagli impianti di produzione, suddivisi per business/stabilimento, e relative facilities; (v) nel settore Ingegneria & Costruzioni, dalle unità di floating production (Leased FPSO), dalle altre attività della business unit E&C Offshore, dalle business unit E&C Onshore e Perforazioni Terra e dai singoli Rig di Perforazione Mare. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU 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 dei settori Refining & Marketing e Versalis nonché per le centrali di produzione di energia elettrica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali o di risultato operativo più ammortamenti, normalizzati al fine di esprimere la capacità strutturale di queste CGU di generare reddito; c) per le CGU del Mercato Gas e Ingegneria & Costruzioni alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 e il 2% (che si traduce in un tasso di crescita in termini reali negativo o al massimo pari a zero) applicando eventualmente un fattore di normalizzazione al flusso di cassa della perpetuity per riflettere elementi di ciclicità del business; d) per i mezzi navali individuali di Saipem (leased FPSO e Rig di perforazione mare) sulla base della vita economico-tecnica residua e, per gli anni successivi al piano, sulla base delle previsioni di

80901/695

utilizzo dei mezzi e dei relativi daily rate incorporando i contratti esistenti di noleggio e le proiezioni ragionevoli di utilizzo in coerenza con lo scenario di mercato delle aziende committenti (le oil companies) e i giorni di utilizzo normalizzati, nonché le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie 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 in condizioni normali di mercato si basa sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità espresso, e sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali per il long-term. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, come quello registrato nella parte finale del 2014, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili; in particolare con riferimento all'esercizio 2014 il management ha adottato uno scenario prezzi che incorpora le tendenze più recenti delle curve forward rilevate nel mese di gennaio 2015, le previsioni raccolte presso un campione significativo di fonti specializzate indipendenti e le previsioni interne in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Lo scenario adottato ai fini del processo di pianificazione e delle valutazioni di impairment del bilancio 2014 conferma il prezzo di lungo termine del petrolio Brent a \$90 al barile (in termini reali 2018), ipotizzando il graduale recupero delle quotazioni del Brent nel quadriennio dal valore atteso di \$55 nel 2015 al prezzo long-term (\$70 nel 2016, \$80 nel 2017).

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Versalis al costo medio ponderato del capitale di Eni al netto del fattore di rischio specifico del settore Gas & Power e Saipem oggetto di autonome rilevazioni pesate per le rispettive incidenze del 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). Nel 2014 il WACC adjusted post imposte di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU Oil & Gas, raffinazione e chimica, è diminuito di 110 punti base rispetto al 2013 per effetto principalmente della riduzione del premio per il rischio sovrano Italia incorporato nei rendimenti dei titoli di stato italiani a dieci anni e del calo del beta dell'Eni. Gli altri parametri utilizzati nella determinazione del costo del capitale – costo del debito Eni, premio medio per il rischio paese, rapporto di indebitamento – hanno registrato marginali variazioni. I WACC adjusted 2014 sono compresi tra 5,8% e 10,5% per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Versalis; 5,7% per Gas & Power; 6,9% per Saipem.

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.

Nel 2014 sono state rilevate svalutazioni di attività materiali pari a €1.540 milioni alle quali si aggiunge la radiazione di attrezzature per €138 milioni, che hanno riguardato essenzialmente il settore Exploration & Production.

Le proprietà Oil & Gas sono state oggetto di svalutazione per complessivi €695 milioni per effetto principalmente della revisione dello scenario dei prezzi degli idrocarburi a breve e medio termine. Non si registrano svalutazioni di particolare entità; i paesi maggiormente interessati sono risultati gli Stati Uniti, il Congo, l'Australia, l'Angola e l'Italia.

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha rilevato svalutazioni per complessivi €420 milioni relative principalmente ai Rig di perforazione offshore e ai mezzi navali FPSO e di costruzione in relazione alle aspettative operative in conseguenza della riduzione degli investimenti delle Oil Companies nello scenario che si prospetta di bassi prezzi del petrolio.

Le svalutazioni contabilizzate nel settore Refining & Marketing di €234 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 e la svalutazione delle reti di distribuzione carburanti in Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al previsto prezzo di vendita. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 33 – Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Nel settore Versalis le svalutazioni di €98 milioni hanno riguardato linee di produzione marginali oggetto di chiusura o ristrutturazione e gli investimenti dell'anno in sicurezza e mantenimento eseguiti nell'ambito di CGU svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

In considerazione della volatilità dello scenario petrolifero e dell'incertezza circa il recupero del prezzo del petrolio, il management ha testato la ragionevolezza delle proprie assunzioni e l'esito dell'impairment test attraverso diverse analisi di sensitività. Queste ulteriori valutazioni sono state giudicate opportune anche in considerazione che alla data di bilancio il valore di libro dei net asset dell'Eni pari a €60 miliardi eccedeva di circa il 15% la capitalizzazione di borsa alla stessa data. Al fine di stabilire il value-in-use dell'Eni il management ha identificato le CGU per le quali il valore di bilancio non esprime il fair value sottostante; tali CGU sono quelle relative alle proprietà Oil & Gas; per le altre CGU dei settori Gas & Power, Refining & Marketing e Versalis si è assunto il valore di libro quale approssimazione del fair value considerata la sistematica applicazione dell'impairment test da parte di Eni. Il fair value delle CGU Oil & Gas determinato ai fini dell'impairment test esprime un plusvalore (headroom) rispetto ai corrispondenti valori di libro di ammontare significativo allo scenario di prezzo di Eni. Si osserva che tale plusvalore non corrisponde a quello ottenibile in un ipotetico processo di vendita delle CGU Oil & Gas per il quale sarebbero valutate tipologie di risorse (contingent, esplorative ecc.) che di norma non sono considerate nelle valutazioni di impairment. Infine l'allineamento della partecipazione in Saipem al prezzo di borsa di fine 2014 non produce effetti significativi rispetto al valore di libro nel bilancio consolidato Eni. Sulla base di questa verifica che dimostra un valore recuperabile del Gruppo superiore al valore di libro dei net asset, il management ritiene che l'attuale sottovalutazione di Eni alle quotazioni correnti di borsa rispetto al patrimonio netto contabile sia imputabile alla forte penalizzazione che ha subito il settore oil sui mercati finanziari nella parte finale del 2014 in coincidenza con il punto di minimo del prezzo del petrolio e in un contesto di grande volatilità. Tali fenomeni si sono progressivamente assorbiti nei primi mesi del 2015.

A tal riguardo, il management ha testato la tenuta dell'headroom complessivo delle proprietà Oil & Gas, selezionando un campione significativo che assicura un'importante copertura dell'headroom globale, a una variazione del -10% del prezzo del Brent lineare su tutti gli anni di piano e fino all'esaurimento della vita utile delle riserve di idrocarburi a parità di condizioni operative e ha concluso sulla sostanziale tenuta dell'headroom di Eni.

È stato oggetto di analisi di sensitività anche il rischio paese per la determinazione del WACC adjusted per alcuni Stati particolarmente esposti al rischio di crisi finanziarie a seguito del crollo del prezzo del petrolio e per l'acuirsi di crisi geopolitiche locali. In particolare, le proprietà Oil & Gas di Eni in Libia

80901/496

sono state testate con un tasso di sconto superiore di 100 b.p. rispetto al caso base (9,2%), evidenziando la sostanziale tenuta dell'headroom. Infine per alcuni grandi progetti Oil & Gas è stata verificata la tenuta dell'headroom a ipotesi di ritardo nell'avvio/restart della produzione, ad esempio per Kashagan, senza conseguenze di rilievo sulla consistenza dell'headroom.

La variazione dell'area di consolidamento di €244 milioni è riferita essenzialmente all'acquisizione del 100% di Liverpool Bay Ltd.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €5.095 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €5.351 milioni, sterlina inglese per €137 milioni e, in diminuzione, corone norvegesi per €477 milioni.

La riclassifica ad attività destinate alla vendita di €138 milioni è riferita principalmente agli asset Eni Česká Republika Sro, Eni Slovensko Spol Sro ed Eni Romania Srl (€129 milioni).

Le altre variazioni di €2.040 milioni comprendono: (i) la rilevazione iniziale e la variazione stima dei costi di abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €2.112 milioni prevalentemente per effetto della riduzione dei tassi di sconto; (ii) ripristini di valore per €64 milioni.

Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono unproved mineral interest come segue:

(€ milioni)	Valore Iniziale	Acquisizioni	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
31.12.2013						
Congo	1.254			(84)	(51)	1.119
Nigeria	743				(32)	711
Turkmenistan	516			(4)	(22)	490
Algeria	355			(9)	(15)	331
USA	146			(3)	(6)	137
Egitto		45			(1)	44
Altri paesi	51		(7)	(6)	(3)	35
	3.065	45	(7)	(106)	(130)	2.867
31.12.2014						
Congo	1.119		(52)		147	1.214
Nigeria	711				112	823
Turkmenistan	490			(30)	64	524
Algeria	331			(3)	45	373
USA	137			(30)	16	123
Egitto	44			(13)	4	35
Altri paesi	35		(21)	(1)	(13)	
	2.867		(73)	(77)	375	3.092

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €9.885 milioni e €11.684 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2014. Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €21 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €105 milioni (€114 milioni al 31 dicembre 2013). Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €58 milioni (€30 milioni al 31 dicembre 2013) e riguardano impianti di perforazione terra del settore Ingegneria & Costruzioni per €31 milioni e stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per €27 milioni. Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio di liquidità. Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Attività in concessione.



80901/697

Attività materiali per settore di attività

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	107.329	129.331
- Gas & Power	5.763	5.982
- Refining & Marketing	17.383	17.358
- Versalis	5.898	6.070
- Ingegneria & Costruzioni	12.774	13.657
- Corporate e società finanziarie	589	653
- Altre attività	1.522	1.548
- Rettifiche per utili interni	(490)	(572)
	150.768	174.027
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	59.195	72.677
- Gas & Power	3.794	3.998
- Refining & Marketing	12.808	12.897
- Versalis	4.793	4.877
- Ingegneria & Costruzioni	4.846	6.041
- Corporate e società finanziarie	267	275
- Altre attività	1.450	1.474
- Rettifiche per utili interni	(148)	(174)
	87.005	102.065
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	48.134	56.654
- Gas & Power	1.969	1.984
- Refining & Marketing	4.575	4.461
- Versalis	1.105	1.193
- Ingegneria & Costruzioni	7.928	7.616
- Corporate e società finanziarie	322	378
- Altre attività	72	74
- Rettifiche per utili interni	(342)	(398)
	63.763	71.962

** Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo**

Le scorte d'obbligo di €1.581 milioni (€2.573 milioni al 31 dicembre 2013) sono esposte al netto del fondo svalutazione di €453 milioni, sono detenute da società italiane per €1.566 milioni (€2.550 milioni al 31 dicembre 2013) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

19 Attività immateriali

80901/498

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
2013										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	548	1.697	(1.764)			(19)		462	2.712	2.250
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	138	31	(55)	(2)		(1)	20	131	1.250	1.119
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	684	17	(115)	(15)			5	576	2.497	1.921
- Accordi per servizi in concessione	32		(2)				2	32	48	16
- Immobilizzazioni in corso e acconti	262	124					(26)	360	365	5
- Altre attività immateriali	362	18	(40)	(157)		(1)	(13)	169	2.112	1.943
	2.026	1.887	(1.976)	(174)		(21)	(12)	1.730	8.984	7.254
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	2.461			(333)	34	(17)	1	2.146		
	4.487	1.887	(1.976)	(507)	34	(38)	(11)	3.876		
2014										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	462	1.422	(1.564)			37	(50)	307	2.950	2.643
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	131	31	(75)			1	197	285	1.479	1.194
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	576	17	(117)	(2)			5	479	2.516	2.037
- Accordi per servizi in concessione	32	1	(1)					32	49	17
- Immobilizzazioni in corso e acconti	360	69					(250)	179	184	5
- Altre attività immateriali	169	15	(32)			2	12	166	2.299	2.133
	1.730	1.555	(1.789)	(2)		40	(86)	1.448	9.477	8.029
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	2.146			(51)	67	36	(1)	2.197		
	3.876	1.555	(1.789)	(53)	67	76	(87)	3.645		

I costi capitalizzati nell'attività mineraria di €307 milioni (€462 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano essenzialmente il valore di libro residuo dei bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che sono ammortizzati linearmente lungo la durata del periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente, ovvero svalutati integralmente in caso di rilascio o per il venir meno del commitment del management nell'iniziativa esplorativa. Il flusso di investimenti dell'esercizio di €1.422 milioni (€1.697 milioni nell'esercizio 2013) accoglie i costi della ricerca mineraria ammortizzati interamente all'atto del sostenimento che ammontano a €1.354 milioni (€1.509 milioni nell'esercizio 2013) e bonus di firma per €68 milioni (€188 milioni nell'esercizio 2013) relativi all'acquisizione di nuovi acreage esplorativi principalmente in Egitto, USA e Sud Africa. Gli ammortamenti di €1.564 milioni (€1.764 milioni nell'esercizio 2013) comprendono ammortamenti di bonus di firma e di costi di acquisizione di licenze esplorative per €260 milioni (€255 milioni nell'esercizio 2013).

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €285 milioni (€131 milioni al 31 dicembre 2013) sono riferiti ad Eni SpA per €236 milioni (€87 milioni al 31 dicembre 2013) 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 concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €479 milioni (€576 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €423 milioni (€523 milioni al 31 dicembre 2013) i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria e per €18 milioni (€20 milioni al 31 dicembre 2013) le concessioni di sfruttamento minerario.

Gli accordi per servizi in concessione di €32 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) riguardano l'attività di distribuzione del gas all'estero. Le immobilizzazioni in corso e acconti di €179 milioni (€360 milioni al 31 dicembre 2013) sono riferiti ad Eni SpA per €79 milioni (€268 milioni al 31 dicembre 2013) e riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software.

Le altre attività immateriali a vita utile definita di €166 milioni (€169 milioni al 31 dicembre 2013) raccolgono: (i) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte di Versalis SpA per €48 milioni (€52 milioni al 31 dicembre 2013); (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 €31 milioni (€35 milioni al 31 dicembre 2013).

80901/499

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2013:

[%]

Costi per attività mineraria	14 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Accordi per servizi in concessione	2 - 4
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Le svalutazioni delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di €51 milioni (€333 milioni nell'esercizio 2013) sono riferite alle reti di distribuzione carburanti in Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al previsto prezzo di cessione (v. nota n. 16 – Immobili, impianti e macchinari).

La variazione dell'area di consolidamento delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di €67 milioni è riferita per €32 milioni all'acquisizione del pacchetto azionario di controllo del 51% di Acam Clienti SpA, società che opera nella commercializzazione di gas ed energia elettrica principalmente nella provincia di La Spezia e per €35 milioni all'acquisizione del 100% di Liverpool Bay Ltd, società che possiede il 46,1% del giacimento in produzione Liverpool Bay. Eni possedeva il 53,9% del campo e con l'acquisizione di Liverpool Bay Ltd ha acquisito il 100% e l'operatorship.

Il saldo finale della voce goodwill di €2.197 milioni (€2.146 milioni al 31 dicembre 2013) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.353 milioni (€2.396 milioni al 31 dicembre 2013); il decremento delle svalutazioni cumulate è dovuto alla riclassifica ad attività destinate alla vendita. Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
- Gas & Power	991	1.025
- Ingegneria & Costruzioni	748	747
- Exploration & Production	250	323
- Refining & Marketing	157	102
	2.146	2.197

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. Il valore recuperabile del goodwill è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU alle quali è allocato, applicando il metodo della perpetuity per la stima del valore terminale. Per la determinazione dei flussi di cassa si rinvia alla nota n. 16 – Immobili, impianti e macchinari. Nei settori ai quali sono stati allocati i goodwill di maggiore entità, i tassi di sconto corrispondenti ai WACC adjusted (v. nota n. 16) sono compresi tra un minimo del 5,3% e un massimo del 6,3% per il settore Gas & Power, il cui range riflette la circostanza che il WACC di settore è rettificato per il rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività; nel settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso del 6,9%, non rettificato per il rischio Paese specifico a motivo che il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili. Per entrambi i settori si registra una riduzione rispettivamente di 90 e 70 punti base a causa del minore premio per il rischio Italia.

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.

Relativamente ai valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

Settore Gas & Power

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Mercato Gas Italia	801	835
Mercato Gas Estero	190	190
- di cui Mercato Gas Europeo	188	188
	991	1.025

Nel settore Gas & Power il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e business di ridotte dimensioni, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni, ultima in ordine temporale Acam Clienti SpA perfezionata nel 2014 con la rilevazione di €32 milioni di goodwill. 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 €188 milioni è quello riveniente dall'acquisizione delle società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power).

80901/500

France SA) in Francia e Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) in Belgio che costituiscono due CGU stand alone. Anche in questo caso l'impairment review conferma i valori di libro delle due CGU.

La valutazione delle CGU del mercato del gas è avvenuta aggiornando al WACC specifico i flussi di cassa del 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.

L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a €97,1 milioni, si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 52% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 8,4 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 14%.

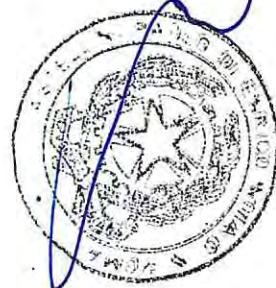
Settore Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
E&C Offshore	415	415
E&C Onshore	314	313
Altre	19	19
	748	747

Il goodwill di €747 milioni riguarda quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA, per €710 milioni allocato alle due CGU E&C Offshore e E&C Onshore. In sede di impairment test, le due CGU confermano la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore d'uso delle due CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi, il tasso di crescita terminale degli stessi e il flusso di cassa da capitale circolante. La determinazione del valore d'uso è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata eseguita con il metodo della perpetuity, utilizzando un tasso di crescita nominale perpetua del 2% applicato al flusso terminale del quadriennio normalizzato. Il test è stato eseguito scontando i flussi di cassa associati all'uso delle CGU al tasso post-tax del 6,9% (7,6% nel 2013) che corrisponde al tasso pre-tax del 9,0% per la E&C Offshore e del 11,6% per la E&C Onshore (10,0% e 11,0% rispettivamente nel 2013). L'eccedenza del valore recuperabile della CGU E&C Offshore di €5.186 milioni rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill ad essa riferito si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 71% del risultato operativo linearmente su tutti gli anni di piano e sul flusso terminale; (ii) incremento di 9,8 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo; (iv) flussi da capitale circolante negativi. Le eccedenze del valore recuperabile della CGU E&C Onshore di €695 milioni rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il goodwill allocato, si azzerava al verificarsi alternativamente delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 54% del risultato operativo linearmente su tutti gli anni di piano e sul flusso terminale; (ii) incremento di 4,2 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo; (iv) flussi da capitale circolante negativi.

Per quanto riguarda il goodwill dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing, i test di impairment hanno evidenziato i seguenti risultati: (i) nel settore Exploration & Production con un goodwill di €323 milioni, allo stato il management ritiene che non vi siano variazioni ragionevolmente possibili negli scenari di prezzo e nei profili di produzione/costi tali da comportare l'azzeramento dell'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro delle cash generating unit alle quali tali goodwill sono stati allocati. Il goodwill si riferisce essenzialmente alla quota del costo di acquisizione non allocato a proved e a unproved mineral interest nelle business combination Lasmo, Burren Energy (Congo), First Calgary e Liverpool Bay; (ii) nel settore Refining & Marketing (€102 milioni), il goodwill riguarda per €86 milioni reti di stazioni di servizio acquisite in esercizi recenti in Austria e Ungheria le cui prospettive di redditività sono invariate rispetto all'esercizio precedente.



Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2013										
Partecipazioni in imprese controllate	215	9		37	(9)	(24)	(19)	(6)	(2)	201
Partecipazioni in joint venture	1.445	50	(11)	145	(31)	(47)		(94)	(389)	1.068
Partecipazioni in imprese collegate	1.793	230	(1)	131	(65)	(195)		(73)	64	1.884
	3.453	289	(12)	313	(105)	(266)	(19)	(173)	(327)	3.153
31.12.2014										
Partecipazioni in imprese controllate	201	5	(2)	27	(10)	(19)	3	18	(27)	196
Partecipazioni in joint venture	1.068	51	(20)	133	(18)	(98)		38	61	1.215
Partecipazioni in imprese collegate	1.884	316	(461)	55	(58)	(78)		189	(143)	1.704
	3.153	372	(483)	215	(86)	(195)	3	245	(109)	3.115

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €372 milioni riguardano aumenti di capitale di joint venture e società collegate impegnate nella realizzazione di progetti di interesse Eni: (i) Angola LNG Ltd (€46 milioni) impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto 13,6%); (ii) South Stream Transport BV (€268 milioni) impegnata nello studio di fattibilità dell'omonimo gasdotto. La società è stata ceduta a Gazprom nel mese di dicembre 2014; (iii) PetroJunin SA (€29 milioni) impegnata nello sviluppo di giacimenti di gas e olio pesante in Venezuela.

Le cessioni e i rimborsi di €483 milioni sono al netto delle plusvalenze da cessione di €67 milioni. Nel dicembre 2014 è stata ceduta a Gazprom, in forza dell'esercizio della put option prevista dallo shareholders' agreement, la quota di partecipazione del 20% (intera quota posseduta) nella società South Stream Transport BV, impegnata nelle attività di progettazione, procurement e costruzione del tratto offshore del gasdotto South Stream. Il prezzo di esercizio consente a Eni di recuperare il capitale fino a oggi investito nell'iniziativa calcolato coerentemente con gli accordi esistenti. Nell'agosto 2014 è stato ceduto il 50% (intera quota posseduta) della partecipazione in EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, società tedesca che controlla le società Gasversorgung Süddeutschland GmbH e Terranets bw GmbH che operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Germania, al partner EnBW Energie Baden-Württemberg AG.

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

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- Unión Fenosa Gas SA	38		50,00	42	23	50,00
- United Gas Derivatives Co	56	60	33,33	32	36	33,33
- CARDÓN IV SA	21		50,00	28		50,00
- Eni BTC Ltd	25	22	100,00	22	17	100,00
- Unimar LLC	30	19	50,00	19	46	50,00
- Petromar Lda				14		70,00
- Eteria Parohis Aerioi Thessalonikis AE	11	11	49,00	9	10	49,00
- PetroSucre SA	44	105	26,00	6	29	26,00
- Altre	88	49		43	34	
	313	266		215	195	

80901/502

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

(€ milioni)	31.12.2013		31.12.2014	
	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista
- Angola LNG Ltd	42	13,60	34	13,60
- South Stream Transport BV	7	20,00	20	
- Westgasinvest Llc	3	50,01	6	50,01
- Petromar Lda	18	70,00		
- Société Centrale Electrique du Congo SA	14	20,00		
- Zagoryanska Petroleum BV	5	60,00		
- Altre	16		26	
	105		86	

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto relative ad Angola LNG Ltd (€34 milioni) comprendono costi di pre-produzione e costi operativi legati all'avvio dell'impianto di liquefazione.

Le differenze di cambio da conversione di €245 milioni riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA.

Le altre variazioni di €109 milioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita di Česká Rafinérská AS, Inversora de Gas Cuyana SA, Distribuidora de Gas Cuyana SA, Inversora de Gas del Centro SA, Distribuidora de Gas del Centro SA e Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC per €104 milioni.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2014 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2014" che costituisce parte integrante delle presenti note.

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

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:						
- Eni BTC Ltd	96	34.000.000	100,00	115	34.000.000	100,00
- Altre ^(*)	105			81		
	201			196		
Imprese in joint venture:						
- Unión Fenosa Gas SA	547	273.100	50,00	577	273.100	50,00
- CARDÓN IV SA	102	8.605	50,00	146	8.605	50,00
- Eteria Parohis Aerioi Thessalonikis AE	130	116.546.500	49,00	111	99.396.500	49,00
- PetroJunin SA				93	44.424.000	40,00
- Unimar Llc	76	50	50,00	58	50	50,00
- Eteria Parohis Aerioi Thessalias AE	45	38.445.008	49,00	44	38.445.008	49,00
- Petromar Lda	22	1	70,00	42	1	70,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	21	6.020.000	50,00	31	8.720.000	50,00
- Altre ^(*)	125			113		
	1.068			1.215		
Imprese collegate:						
- Angola LNG Ltd	1.067	1.410.127.664	13,60	1.226	1.471.803.666	13,60
- PetroSucre SA	173	5.727.800	26,00	171	5.727.800	26,00
- United Gas Derivatives Co	96	950.000	33,33	102	950.000	33,33
- Novamont SpA	77	6.667	25,00	77	6.667	25,00
- Rosetti Marino SpA	32	800.000	20,00	31	800.000	20,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	179	1	50,00			
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	68	1.933.565.443	20,00			
- PetroJunin SA	51	44.424.000	40,00			
- South Stream Transport BV	51	82.396	20,00			
- Altre ^(*)	90			97		
	1.884			1.704		
	3.153			3.115		

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

I valori contabili delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di €238 milioni riferite a Unión Fenosa Gas SA per €195 milioni (goodwill) e a Novamont SpA per €43 milioni (goodwill).

80901/503

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di €158 milioni (€151 milioni al 31 dicembre 2013) riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	92	90
VIC CBM Ltd	18	25
Société Centrale Electrique du Congo SA	9	9
Altre	32	34
	151	158

Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Valutazione al fair value	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2013									
Imprese controllate	15					(1)	14	15	1
Imprese collegate	12					1	13	13	
Altre imprese:									
- valutate al fair value	4.782		(2.191)	179			2.770	2.770	
- valutate al costo	276	3	(5)		(8)	(36)	230	233	3
	5.085	3	(2.196)	179	(8)	(36)	3.027	3.031	4
31.12.2014									
Imprese controllate	14						14	14	
Imprese collegate	13		(2)		3	(2)	12	12	
Altre imprese:									
- valutate al fair value	2.770		(805)	(221)			1.744	1.744	
- valutate al costo	230		(5)		22	(2)	245	248	3
	3.027		(812)	(221)	25	(4)	2.015	2.018	3

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate al fair value o al costo rettificato per perdite di valore se il fair value non è determinabile in modo attendibile.

Le cessioni e i rimborsi di €812 milioni sono al netto delle plusvalenze da cessione di €19 milioni e riguardano essenzialmente la cessione dell'8,15% di Galp Energia SGPS SA (Galp) per €805 milioni.

La cessione di Galp è stata eseguita secondo due modalità: (i) collocamento di n. 58.051.000 azioni ordinarie, pari a circa il 7% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali il 28 marzo 2014, per il corrispettivo di €702 milioni, prezzo unitario di €12,10 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €11 milioni alla quale si è cumulato il rigiro della riserva patrimoniale per €66 milioni; (ii) collocamenti e cessioni spot che hanno riguardato circa l'1,15% del capitale sociale con un incasso di €122 milioni corrispondenti al prezzo medio di €12,83 per azione e una plusvalenza di conto economico pari a €8 milioni alla quale si è cumulato il rigiro della riserva patrimoniale per €11 milioni. La valutazione al prezzo di borsa negativa per €221 milioni è riferita alle partecipazioni finanziarie in Galp Energia SGPS SA per €231 milioni, al netto del provento di €10 milioni rilevato per Snam SpA. Tali oneri netti sono stati rilevati a conto economico in applicazione delle fair value option prevista dallo IAS 39 poiché relativa ad azioni a servizio di bond convertibili. La fair value option è stata attivata per ridurre l'asimmetria contabile connessa con la rilevazione a fair value con contropartita conto economico delle opzioni implicite nei prestiti obbligazionari convertibili che hanno dato luogo alla rilevazione di un provento di €68 milioni. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 39 – Proventi (oneri) finanziari.

80901/506

Il valore netto delle altre partecipazioni di €2.015 milioni (€3.027 milioni al 31 dicembre 2013) è riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate	14			14		
Imprese collegate	13			12		
Altre imprese:						
- Snam SpA	1.174	288.683.602	8,54	1.184	288.683.602	8,25
- Galp Energia SGPS SA	1.596	133.945.630	16,15	560	66.337.592	8,00
- Nigeria LNG Ltd	86	118.373	10,40	97	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	58	213.995.164	10,99	60	213.995.164	10,99
- Altre(*)	86			88		
	3.000			1.989		
	3.027			2.015		

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

Al 31 dicembre 2014 Eni possiede n. 288.683.602 azioni Snam iscritte al prezzo di borsa di €4,1 per azione per complessivi €1.184 milioni di valore di libro, pari all'8,25% del capitale sociale, che sono al servizio del bond convertibile di €1.250 milioni emesso il 18 gennaio 2013 con scadenza 18 gennaio 2016.

Al 31 dicembre 2014 Eni possiede 66.337.592 azioni ordinarie Galp iscritte al prezzo di borsa di €8,43 per azione per complessivi €560 milioni di valore di libro, corrispondenti a circa l'8% del capitale, che sono al servizio del bond convertibile di circa €1.028 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015.

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 45 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

20 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	778	946
Titoli strumentali all'attività operativa	80	76
	858	1.022

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €134 milioni (€66 milioni al 31 dicembre 2013). I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €946 milioni (€778 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€632 milioni), Gas & Power (€157 milioni) e Versalis (€70 milioni). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, joint venture e collegate per €239 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a €791 milioni (€729 milioni al 31 dicembre 2013).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €516 milioni (€474 milioni al 31 dicembre 2013).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €978 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,2% e il 2,7% (0,5% e 4,2% al 31 dicembre 2013). La gerarchia di fair value è di livello 2.

I titoli di €76 milioni (€80 milioni al 31 dicembre 2013) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €69 milioni da Stati sovrani (stesso ammontare al 31 dicembre 2013), per €7 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti (€8 milioni al 31 dicembre 2013) e, limitatamente al 31 dicembre 2013, €3 milioni da Istituti finanziari. Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.



809011505

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							
Tasso fisso							
Italia	24	24	26	da 1,50 a 5,75	dal 2015 al 2021	Baa2	BBB-
Irlanda	9	8	9	da 4,40 a 4,50	dal 2018 al 2019	Baa1	A
Spagna	6	5	6	da 3,00 a 4,30	dal 2015 al 2019	Baa2	BBB
Belgio	2	2	2	1,25	2018	Aa3	AA
Tasso variabile							
Italia	12	13	13		dal 2015 al 2016	Baa2	BBB-
Belgio	7	7	7		2016	Aa3	AA
Spagna	7	7	7		2015	Baa2	BBB
Slovacchia	2	2	2		2015	A2	A
Totale Stati sovrani	69	68	72				
Banca Europea per gli Investimenti	7	7	7		dal 2016 al 2018	Aaa	AAA
	76	75	79				

I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a €4 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. 44 – Rapporti con parti correlate.

21 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €3.915 milioni (€3.562 milioni al 31 dicembre 2013).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
	4.658	1.585	(1.253)	540	(299)	5.231

Le attività per imposte anticipate riguardano Eni SpA e le consociate Italia facenti parte del consolidato fiscale nazionale per €2.929 milioni (€2.653 milioni al 31 dicembre 2013) e sono state stanziare principalmente sulla perdita di periodo e sulla rilevazione di costi a deducibilità differita nei limiti degli ammontari che si prevede di recuperare negli esercizi futuri in base alla capienza dei redditi imponibili attesi.

I decrementi delle attività per imposte anticipate di €1.253 milioni comprendono la svalutazione di €976 milioni delle imposte differite attive delle imprese italiane in relazione: (i) alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri determinati sulla base del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività E&P Italia (€500 milioni); (ii) all'abrogazione dell'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008, cosiddetta Robin Tax (€476 milioni), con la conseguente rideterminazione delle imposte anticipate sui costi a deducibilità differita e del riporto perdite con l'aliquota statutaria del 27,5% in luogo del 34%. Tale abrogazione fa seguito alla dichiarazione di illegittimità della Robin Tax da parte della Corte Costituzionale con sentenza del febbraio 2015 che innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso; il relativo effetto è stato considerato un adjusting event sulla base delle migliori analisi disponibili alla data di approvazione del bilancio 2014 in relazione alla recente emanazione della sentenza.

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 31 – Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 41 – Imposte sul reddito.

22 Altre attività non correnti

80901/506

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	133	864
- per interessi su crediti d'imposta	65	94
	198	958
- Amministrazioni finanziarie estere	267	265
	465	1.223
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	702	636
- altri	148	153
	850	789
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	256	196
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	
Altre attività	2.099	565
	3.676	2.773

L'incremento dei crediti d'imposta sul reddito di €731 milioni comprende l'iscrizione del provento d'imposta di €824 milioni relativo all'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale Ires del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan tax) dovuta da Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009.

I crediti per attività di disinvestimento di €636 milioni (€702 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) il credito di €401 milioni relativo alla cessione nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazakhe che attuarono allora il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto.

Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data in cui la produzione raggiungerà il livello commerciale target concordato tra le parti. Il credito matura interessi a tassi di mercato; (ii) il credito residuo di €123 milioni per l'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Dación nel 2006. Il credito matura interessi a condizioni di mercato per effetto del differimento del rimborso. In base all'accordo tra le parti il rimborso può avvenire anche in natura attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi. Nel 2014 sono stati rimborsati €64 milioni (\$86 milioni). Sono in corso negoziazioni per definire ulteriori rimborsi del credito.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	138	754	271	139	594	392
Currency swap	47	194	509	10	324	
	185	948	780	149	918	392
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	58	642	6	58	642	6
	58	642	6	58	642	6
Contratti su merci						
Over the counter	13	94	46	13	94	46
	13	94	46	13	94	46
	256	1.684	832	196	1.468	392

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info provider oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €196 milioni (€256 milioni al 31 dicembre 2013) 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 e, pertanto, non direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €6 milioni al 31 dicembre 2013 era riferito alle coperture del settore Gas & Power come descritto alla nota n. 15 – Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza

8090.1 / 504

successiva al 2015 è indicato alla nota n. 32 – Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 15 – Altre attività correnti e n. 27 – Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – Patrimonio netto e n. 38 – Costi operativi.

Al 31 dicembre 2013, erano in essere impegni di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge per €132 milioni. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di €565 milioni (€2.099 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €395 milioni (€1.892 milioni al 31 dicembre 2013) le quantità di gas non prelevate da Eni in esercizi pregressi fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'anticipo del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay. Tale clausola prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale dei volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato. Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearli al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. In applicazione di tale criterio contabile nel 2014 è stata rilevata una svalutazione di €54 milioni. Il decremento di circa €1,5 miliardi rispetto al 2013 è dovuto al ritiro di una parte significativa dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term e alle azioni di ottimizzazione delle vendite; inoltre una parte del deferred cost è stata riclassificata nelle altre attività correnti in relazione ai volumi che si prevede di recuperare nel 2015 (€496 milioni). La parte del deferred cost classificata nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. Nonostante il difficile outlook del mercato gas a causa della debolezza della domanda e dell'oversupply, il management prevede di completare il recupero dei volumi pre-pagati entro l'orizzonte di piano facendo leva sulla migliorata competitività del gas Eni, sui benefici delle rinegoziazioni in termini di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo, nonché sulle azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto).

Passività correnti

80901/508

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.767	1.926
Banche	306	435
Altri finanziatori	480	355
	2.553	2.716

L'incremento di €163 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente ad assunzioni nette per €207 milioni e, in diminuzione, alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per €36 milioni. I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €1.926 milioni (€1.767 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.749 milioni ed Eni Finance International SA per €177 milioni.

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Euro	485	453
Dollaro USA	1.845	1.987
Altre valute	223	276
	2.553	2.716

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dell'1,1% e dell'1,5%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2014.

Al 31 dicembre 2014 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €41 milioni e €12.657 milioni (rispettivamente €2.141 milioni e €12.187 milioni al 31 dicembre 2013). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2014 non risultano inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

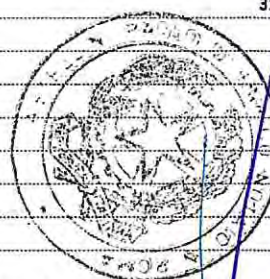
La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Debiti commerciali	15.584	15.015
Acconti e anticipi	2.462	2.278
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.045	2.693
- altri debiti	3.610	3.717
	5.655	6.410
	23.701	23.703



Il decremento dei debiti commerciali di €569 milioni è riferito principalmente ai settori Refining & Marketing (€796 milioni), Gas & Power (€444 milioni) e, in aumento, al settore Ingegneria & Costruzioni (€560 milioni).

Gli acconti e anticipi²¹ di €2.278 milioni (€2.462 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano anticipi e acconti per lavori in corso su ordinazione del settore Ingegneria & Costruzioni rispettivamente per €1.314 milioni e per €620 milioni (rispettivamente €1.231 milioni e €825 milioni al 31 dicembre 2013).

[21] Gli acconti per lavori in corso su ordinazione rappresentano il valore dei ricavi fatturati sulle commesse pluriennali che eccedono i corrispettivi maturati in relazione allo stato di avanzamento dei lavori stessi; gli anticipi per lavori in corso su ordinazione rappresentano le anticipazioni contrattualmente pattuite e incassate dai clienti all'inizio del contratto e vengono recuperate progressivamente a scalare dalle fatture che saranno emesse al cliente stesso.

80901,509

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Debiti per attività di investimento:		
- fornitori per attività di investimento	1.479	2.301
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	479	252
- altri	87	140
	2.045	2.693
Altri debiti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.160	2.117
- personale	391	485
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	179	182
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	229	238
- altri	651	695
	3.610	3.717
	5.655	6.410

Gli altri debiti di €3.717 milioni (€3.610 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono €12 milioni relativi a debiti per il regolamento di rapporti patrimoniali con società non consolidate rientranti nel consolidato fiscale (stesso ammontare al 31 dicembre 2013).

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. 44 – Rapporti con parti correlate.

Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Imprese italiane	69	73
Imprese estere	686	461
	755	534

Le imposte sono indicate alla nota n. 41 – Imposte sul reddito.

Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Accise e imposte di consumo	1.256	971
Altre imposte e tasse	1.035	902
	2.291	1.873

Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	213	510
Fair value su altri strumenti finanziari derivati	782	3.601
Altre passività	442	378
	1.437	4.489

809011/540

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

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €510 milioni (€213 milioni al 31 dicembre 2013) è riferito alle coperture del settore Gas & Power per €502 milioni e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 15 – Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza 2015 è indicato alla nota n. 15 – Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 32 – Altre passività non correnti e n. 22 – Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – Patrimonio netto e n. 38 – Costi operativi. Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a €3.686 milioni e €29 milioni (rispettivamente €3.689 milioni e €1.393 milioni al 31 dicembre 2013).

Il fair value su altri strumenti finanziari derivati si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	177	6.963	893	715	1.424	11.410
Outright	102	1.983		12	48	130
Interest currency swap				6	69	
	279	8.946	893	733	1.541	11.540
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	1		121	1	16	5
	1		121	1	16	5
Contratti su merci						
Over the counter	488	6.187	995	2.663	18.744	1.631
Future	12	181	37	81	11.276	13.018
Opzioni	2		2	123		1.264
	502	6.368	1.034	2.867	30.020	15.913
	782	15.314	2.048	3.601	31.577	27.458

Il fair value su altri strumenti finanziari derivati di €3.601 milioni (€782 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) per €792 milioni (€376 milioni al 31 dicembre 2013) 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €2.670 milioni (€405 milioni al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario; (iii) per €138 milioni strumenti finanziari derivati soggetti ad accordi di regolamento netto, di cui €81 milioni relativi a strumenti finanziari derivati non di copertura e €57 milioni relativi a strumenti finanziari derivati di trading; (iv) per €1 milione (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati fair value hedge.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le altre passività di €378 milioni (€442 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono gli anticipi di €31 milioni ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate per le quali è maturato in capo ad Eni il diritto di take-or-pay previsto dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito entro l'orizzonte temporale dei dodici mesi e la quota a breve termine di €78 milioni (€111 milioni al 31 dicembre 2013) relativa agli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a lungo termine è indicata alla nota n. 32 – Altre passività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.



Passività non correnti 80901,54

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, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

(€ milioni)

Tipo	Scadenza	Valore al 31 dicembre		2015	2016	2017	Scadenza			Totale
		2013	2014				2018	2019	Oltre	
Banche	2015-2032	2.390	2.772	236	429	498	226	223	1.160	2.536
Obbligazioni ordinarie	2015-2043	18.151	17.924	2.565	1.498	2.660	1.190	2.514	7.497	15.359
Obbligazioni convertibili	2015-2016	2.240	2.263	1.024	1.239					1.239
Altri finanziatori	2015-2028	226	216	34	38	40	41	44	19	182
		23.007	23.175	3.859	3.204	3.198	1.457	2.781	8.676	19.316

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €23.175 milioni (€23.007 milioni al 31 dicembre 2013) aumentano di €168 milioni essenzialmente per effetto del saldo tra le nuove accensioni per €1.916 milioni e i rimborsi per €2.751 milioni nonché, in aumento, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €752 milioni.

I debiti verso banche di €2.772 milioni (€2.390 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono l'utilizzo di linee di credito committed per €1 milione (€3 milioni al 31 dicembre 2013).

Gli altri finanziatori di €216 milioni (€226 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €28 milioni operazioni di leasing finanziario (€31 milioni al 31 dicembre 2013).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc con condizioni simili a quelle previste dagli accordi di finanziamento con la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2014 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.782 milioni e a €2.314 milioni. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto non significativo sulla liquidità del Gruppo. Eni ha rispettato le condizioni concordate. Inoltre, Saipem SpA nel dicembre 2014 ha stipulato un accordo di finanziamento per €250 milioni che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato Saipem. La verifica del rispetto delle condizioni concordate inizierà a partire dalla Relazione finanziaria consolidata semestrale al 30 giugno 2015.

Le obbligazioni ordinarie di €17.924 milioni (€18.151 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €13.591 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €4.333 milioni.

80901/512

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	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.500	67	1.567	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.500	12	1.512	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.250	3	1.253	EUR		2017		4,750
Eni SpA	1.200	18	1.218	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	34	1.034	EUR		2020		4,250
Eni SpA	1.000	30	1.030	EUR		2018		3,500
Eni SpA	1.000	25	1.025	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.000	18	1.018	EUR		2020		4,000
Eni SpA	1.000	4	1.004	EUR		2023		3,250
Eni SpA	800	1	801	EUR		2021		2,625
Eni SpA	750	11	761	EUR		2019		3,750
Eni Finance International SA	578	14	592	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	395	5	400	EUR	2017	2043	3,750	5,441
Eni Finance International SA	213	1	214	YEN	2015	2037	1,530	2,810
Eni Finance International SA	144	2	146	USD		2015	4,450	4,800
Eni Finance International SA	16		16	EUR		2015		variabile
	13.346	245	13.591					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	1.109	3	1.112	EUR		2017		4,875
Eni SpA	1.000	19	1.019	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.000	(1)	999	EUR		2015		variabile
Eni SpA	371	2	373	USD		2020		4,150
Eni SpA	289	(1)	288	USD		2040		5,700
Eni SpA	215		215	EUR		2017		variabile
Eni USA Inc	329	(2)	327	USD		2027		7,300
	4.313	20	4.333					
	17.659	265	17.924					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.816 milioni e riguardano Eni SpA per €3.585 milioni ed Eni Finance International SA per €231 milioni. Nel corso del 2014 sono state emesse da Eni SpA nuove obbligazioni ordinarie per €1.025 milioni. L'analisi dei prestiti obbligazionari convertibili 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 (%)
Società emittente						
Eni SpA	1.250	(3)	1.247	EUR	2016	0,625
Eni SpA	1.028	(12)	1.016	EUR	2015	0,250
	2.278	(15)	2.263			

Il prestito obbligazionario di €1.247 milioni del valore nominale di €1.250 milioni è convertibile in azioni ordinarie Snam SpA e scade nei prossimi 18 mesi. Il prestito ha come sottostante 288,7 milioni di azioni Snam, corrispondenti all'8,25% del capitale sociale della società, al prezzo di conversione di €4,33 per azione. Alla data di bilancio l'opzione di conversione è out-of-the-money.

Il prestito obbligazionario di €1.016 milioni del valore nominale di €1.028 milioni è convertibile in azioni ordinarie Galp Energia S6PS SA e scade nei prossimi 18 mesi. Il prestito ha come sottostante 66,3 milioni di azioni Galp, corrispondenti all'8% del capitale sociale della società, al prezzo di conversione di €15,50. Alla data di bilancio l'opzione di conversione è out-of-the-money.

I prestiti obbligazionari convertibili sono valutati al costo ammortizzato; le opzioni di conversione, implicite negli strumenti finanziari emessi, sono

80901/53

valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti i prestiti, è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39.

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

	31.12.2013 (€ milioni)	Tasso medio (%)	31.12.2014 (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	20.537	3,4	20.625	3,2
Dollaro USA	1.668	5,4	1.744	5,4
Sterlina inglese	552	5,3	592	5,3
Yen giapponese	250	2,2	214	2,3
	23.007		23.175	

Al 31 dicembre 2014 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.598 milioni (€4.719 milioni al 31 dicembre 2013). 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 €15 miliardi; al 31 dicembre 2014 il programma è stato utilizzato per €13,3 miliardi.

Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve; il rating attribuito da Standard & Poor's è al momento sotto revisione per un possibile declassamento (Credit Watch Negative); Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook stabile. 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.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €25.364 milioni (€22.891 milioni al 31 dicembre 2013) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Obbligazioni ordinarie	18.071	19.910
Obbligazioni convertibili	2.188	2.344
Banche	2.382	2.864
Altri finanziatori	250	246
	22.891	25.364

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,2% e il 2,7% (0,5% e 4,2% al 31 dicembre 2013). La gerarchia del fair value è di livello 2.

Al 31 dicembre 2014 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

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)	31.12.2013			31.12.2014		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	5.431		5.431	6.614		6.614
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.004		5.004	5.024		5.024
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita	33		33	13		13
D. Liquidità (A+B+C)	10.468		10.468	11.651		11.651
E. Crediti finanziari	129		129	555		555
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	306		306	435		435
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	397	1.993	2.390	236	2.536	2.772
H. Prestiti obbligazionari	1.706	18.685	20.391	3.589	16.598	20.187
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	264		264	181		181
L. Altre passività finanziarie a breve termine	1.983		1.983	2.100		2.100
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	29	197	226	34	182	216
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	4.685	20.875	25.560	6.575	19.316	25.891
D. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(5.912)	20.875	14.963	(5.631)	19.316	13.685

80901/516

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.024 milioni (€5.004 milioni al 31 dicembre 2013) si riferiscono ad Eni SpA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 9 – Attività finanziarie destinate al trading.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita di €13 milioni (€33 milioni al 31 dicembre 2013) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di €320 milioni (€282 milioni al 31 dicembre 2013) relativi per €244 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2013) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di €555 milioni (€129 milioni al 31 dicembre 2013) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per €1.262 milioni (€884 milioni al 31 dicembre 2013), di cui €811 milioni (€481 milioni al 31 dicembre 2013) concessi a imprese controllate non consolidate, a joint venture e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di progetti industriali e investimenti di interesse Eni e €332 milioni (€321 milioni al 31 dicembre 2013) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.

29 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	6.899		2.087	258	(358)	(1)	466	114	9.465
Fondo rischi ambientali	2.862	206		22	(242)	(29)	(1)	(7)	2.811
Fondo rischi per contenziosi	858	607			(137)	(71)	68	10	1.335
Fondo per imposte	477	63			(50)	(12)	50	(40)	488
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	358	134			(148)			24	368
Fondo contratti onerosi	372	12			(87)	(49)	28	51	327
Fondo esodi agevolati	407	12		13	(110)	(85)		(2)	235
Fondo certificati verdi	255	44			(73)				226
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	163	11				(6)	6	(7)	167
Fondo rischi contrattuali	83	63			(48)		3		101
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	96	20			(27)		3	1	93
Fondo mutua assicurazione OIL	93	1				(11)	1	(7)	77
Altri fondi ^(*)	197	86			(158)	(23)	10	93	205
	13.120	1.259	2.087	293	(1.438)	(287)	634	230	15.898

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

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di €9.465 milioni rappresenta 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 (€9.106 milioni). La rilevazione iniziale e variazione di stima di €2.087 milioni sono dovute principalmente alla variazione dei tassi di attualizzazione e, in misura minore, alla revisione dei costi di abbandono e alle nuove obbligazioni per abbandono e social projects sorte nell'esercizio nel settore Exploration & Production. L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di €258 milioni è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra il 0,6% e il 5,3% (lo 0,7% e il 9,4% al 31 dicembre 2013). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 40 anni.

Il fondo rischi ambientali di €2.811 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 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 fondo accoglie anche la stima del cosiddetto "danno ambientale" relativo alla perdita di valore delle aree come conseguenza dell'inquinamento. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Syndial SpA per €2.300 milioni e al settore Refining & Marketing per €385 milioni. Gli accantonamenti di €206 milioni riguardano il settore Refining & Marketing per €113 milioni e la Syndial SpA per €66 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri di €242 milioni riguardano il settore Refining & Marketing per €111 milioni e la Syndial SpA per €104 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi di €1.335 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali, procedimenti arbitrari

80901/515

di natura commerciale e 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 Gas & Power per €853 milioni e nella Syndial SpA per €133 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi a fronte oneri rispettivamente di €607 milioni e €137 milioni sono riferiti principalmente al settore Gas & Power e sono relativi alla revisione del prezzo di somministrazione del gas ai long-term buyer anche in base alla definizione di lodi arbitrali. Gli utilizzi per esuberanza di €71 milioni riguardano principalmente il settore Gas & Power.

Il fondo per imposte di €488 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 (€423 milioni) e nel settore Ingegneria & Costruzioni (€48 milioni).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di €368 milioni accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance Ltd. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €135 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo per contratti onerosi di €327 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 un'infrastruttura per il trasporto del gas e in relazione a un progetto di rigassificazione.

Il fondo esodi agevolati di €235 milioni è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. Gli utilizzi per esuberanza sono dovuti prevalentemente a minori costi sostenuti per la mobilità 2013-2014 per effetto delle caratteristiche del personale che ha aderito al piano e alla revisione delle stime relative al fondo mobilità 2010-2011.

Il fondo certificati verdi di €226 milioni accoglie gli oneri aggiuntivi che i produttori di energia elettrica devono sostenere per aver utilizzato nel processo produttivo fonti di energia non rinnovabili.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di €167 milioni accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.

Il fondo rischi contrattuali di €101 milioni è riferito al settore Ingegneria & Costruzioni.

Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di €93 milioni è riferito essenzialmente al settore Versalis (€59 milioni) e alla Syndial (€22 milioni).

Il fondo mutua assicurazione OIL di €77 milioni accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione OIL Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.

Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
TFR	350	376
Piani esteri a benefici definiti	615	572
Fisde e altri piani medici esteri	136	174
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	178	191
	1.279	1.313

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. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

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 a lungo termine riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione

80901/516

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 un parametro 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. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura. I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2013					31.12.2014				
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	357	1.320	143	206	2.026	350	1.257	136	178	1.921
Costo corrente		58	3	48	109		52	3	47	102
Interessi passivi	11	46	4	3	64	10	47	5	3	65
Rivalutazioni:	(5)	(51)	(7)	(25)	(88)	36	48	16	(1)	99
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(3)	6	(4)	1			1			1
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(45)	(2)	(21)	(68)	43	57	18	5	123
- Effetto dell'esperienza passata	(2)	(12)	(1)	(5)	(20)	(7)	(10)	(2)	(6)	(25)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		5		(2)	3		(4)		3	(1)
Contributi al piano:		1			1		1			1
- Contributi dei dipendenti		1			1		1			1
Benefici pagati	(14)	(34)	(7)	(48)	(103)	(19)	(46)	(7)	(51)	(123)
Variazione dell'area di consolidamento	1				1	1				1
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(88)		(4)	(92)	(2)	(73)	21	12	(42)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	350	1.257	136	178	1.921	376	1.282	174	191	2.023
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		619			619		642			642
Interessi attivi		22			22		26			26
Rendimento delle attività a servizio del piano		2			2		18			18
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(1)			(1)					
Spese amministrative pagate		(1)			(1)		(1)			(1)
Contributi al piano:		39			39		85			85
- Contributi dei dipendenti		1			1		1			1
- Contributi del datore di lavoro		38			38		84			84
Benefici pagati		(16)			(16)		(25)			(25)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(22)			(22)		15			15
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		642			642		710			710
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	350	615	136	178	1.279	376	572	174	191	1.313

I piani esteri a benefici definiti di €572 milioni (€615 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente fondi per piani pensione per €381 milioni (€424 milioni al 31 dicembre 2013).

La passività netta relativa ai piani esteri a benefici definiti comprende la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €264 milioni e €207 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2014; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine di €191 milioni (€178 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano gli incentivi monetari differiti per €83 milioni (€86 milioni al 31 dicembre 2013), i premi di anzianità per €47 milioni (€48 milioni al 31 dicembre 2013), il piano di incentivazione di lungo termine per €12 milioni (€8 milioni al 31 dicembre 2013) e altri piani esteri a lungo termine per €49 milioni (€36 milioni al 31 dicembre 2013).

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

80901/517

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	Totale
2013					
Costo corrente		58	3	48	109
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		6		[2]	4
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	11	46	4	3	64
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(22)			(22)
Totale interessi passivi (attivi) netti	11	24	4	3	42
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				3	3
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	11	24	4		39
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(25)	(25)
Altri costi/spese amministrative pagate		1			1
Totale	11	89	7	24	131
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		65	3	24	92
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	11	24	4		39
2014					
Costo corrente		52	3	47	102
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(4)		3	(1)
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	10	47	5	3	65
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(26)			(26)
Totale interessi passivi (attivi) netti	10	21	5	3	39
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				3	3
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	10	21	5		36
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(1)	(1)
Altri costi/spese amministrative pagate		1			1
Totale	10	70	8	52	140
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		49	3	52	104
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	10	21	5		36

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

(€ milioni)	2013				2014			
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(3)	6	(4)	(1)		1		1
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(45)	(2)	(47)	43	57	18	118
- Effetto dell'esperienza passata	(2)	(12)	(1)	(15)	(7)	(10)	(2)	(19)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(2)		(2)		(18)		(18)
	(5)	(53)	(7)	(65)	36	30	16	82

80901/5/8

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
31.12.2013									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	20	88	412	9	5	2	1	85	622
- con prezzi non quotati in mercati attivi	2		7	2		1	5	3	20
	22	88	419	11	5	3	6	88	642
31.12.2014									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	114	98	393	9	1	3	8	70	696
- con prezzi non quotati in mercati attivi	2		1	1			7	3	14
	116	98	394	10	1	3	15	73	710

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 a lungo termine
2013					
Tasso di sconto	(%)	3,0	2,1-13,5	3,0	1,1-3,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-11,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		15-24	24	
2014					
Tasso di sconto	(%)	2,0	1,2-15,0	2,0	0,5-2,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-11,1	2,0	2,0
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
2013					
Tasso di sconto	(%)	2,9-3,3	2,1-4,4	3,5-13,5	2,1-13,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,1	2,5-4,9	5,0-14,0	2,0-14,0
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-3,4	3,5-11,0	3,0-5,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21	22-24	15	15-24
2014					
Tasso di sconto	(%)	2,0	1,2-3,6	3,5-15,0	2,6-13,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,2	2,5-4,6	5,0-14,0	5,0-13,0
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-3,0	3,5-11,1	3,0-8,2
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21	22-24	13-15	13-24

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'elaborazione delle valutazioni IAS19. Il tasso di inflazione è stato determinato considerando le previsioni sul lungo termine emesse dagli istituti bancari nazionali o internazionali.

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

80901,519

[€ milioni]	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	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%
31.12.2013						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(20)	23	15			
Piani esteri a benefici definiti	(79)	80	38	26		28
Fisde e altri piani medici esteri	(8)	9			9	
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	(3)	3	1			
31.12.2014						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(22)	24	16			
Piani esteri a benefici definiti	(83)	88	42	32		48
Fisde e altri piani medici esteri	(10)	11			11	
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	(4)	4	3			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati. L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €119 milioni, di cui €67 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 esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine
31.12.2013				
2014	7	36	7	44
2015	6	40	7	46
2016	7	44	7	49
2017	9	41	7	5
2018	12	59	7	3
Oltre	309	395	101	54
31.12.2014				
2015	6	46	7	52
2016	6	42	7	42
2017	9	45	7	48
2018	12	56	7	4
2019	15	50	7	4
Oltre	328	335	138	67

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

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine
2013					
Duration media ponderata	anni	12,7	18,6	13,1	4,4
2014					
Duration media ponderata	anni	13,3	18,1	14,3	4,6

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 - Rapporti con parti correlate.

Passività per imposte differite

80901/520

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €3.915 milioni (€3.562 milioni al 31 dicembre 2013).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
	6.750	1.309	(769)	918	(361)	7.847

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

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Passività per imposte differite	10.312	11.762
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.562)	(3.915)
	6.750	7.847
Attività per imposte anticipate non compensabili	(4.658)	(5.231)
Passività per imposte differite nette	2.092	2.616

Le passività nette per imposte differite di €2.616 milioni (€2.092 milioni al 31 dicembre 2013) 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 (€100 milioni di imposte anticipate); (ii) alla rivalutazione di piani a benefici definiti ai dipendenti (€36 milioni di imposte anticipate); (iii) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita (€2 milioni di imposte differite).

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

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
Imposte sul reddito differite						
- ammortamenti eccedenti	7.625	339	(214)	725	(155)	8.320
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.295	7	(38)	166	50	1.480
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	387	416	(40)	(30)	80	813
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	111	3	(92)	3	28	53
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	14		(13)	1		2
- altre	880	544	(372)	53	(11)	1.094
	10.312	1.309	(769)	918	(8)	11.762
Imposte sul reddito anticipate - Lordo						
- perdite fiscali portate a nuovo	(2.346)	(687)	141	(104)	74	(2.922)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.896)	(238)	25	(170)	(93)	(2.372)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.692)	(295)	288	(2)	10	(1.691)
- ammortamenti non deducibili	(1.623)	(334)	70	(205)	(11)	(2.103)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.190)	(59)	181	2	4	(1.062)
- utili infragruppo	(468)	15	129	(3)	18	(309)
- altre	(1.575)	(664)	421	(112)	(57)	(1.987)
	(10.790)	(2.262)	1.255	(594)	(55)	(12.446)
Fondo svalutazione imposte sul reddito anticipate	2.570	677	(2)	54	1	3.300
Imposte sul reddito anticipate nette	(8.220)	(1.585)	1.253	(540)	(54)	(9.146)
Passività nette per imposte differite	2.092	(276)	484	378	(62)	2.616

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 a un'aliquota del 27,5% per le imprese italiane e a un'aliquota media del 30,7% per le imprese estere. Le perdite fiscali ammontano a €10.294 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €8.875 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a imprese italiane per €6.140 milioni e a imprese estere per €4.154 milioni. Le perdite fiscali, di cui è probabile l'utilizzo, ammontano a €8.305 milioni e sono riferite a imprese italiane per €5.682 milioni e a imprese estere per €2.623 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €1.563 milioni e €804 milioni.

80901/521

Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	282	143
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	
Passività per imposte sul reddito	20	20
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	2	5
Altri debiti	74	104
Altre passività	1.880	2.013
	2.259	2.285

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	53	1.075	130	55	49	608
Outright	36	878				
Interest currency swap	3		74	1	128	
	92	1.953	204	56	177	608
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	40	50	390	28		272
	40	50	390	28		272
Contratti su merci						
Over the counter	23	31	159			
	23	31	159			
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	127			59		
	282	2.034	753	143	177	880

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €143 milioni (€282 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) per €84 milioni (€155 milioni al 31 dicembre 2013) 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €59 milioni la componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Snam SpA (al 31 dicembre 2013 la componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie di €127 milioni era riferita a Snam SpA per €81 milioni e a Galp Energia SGPS SA per €46 milioni). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €1 milione al 31 dicembre 2013 era riferito alle coperture del settore Gas & Power e riguardava operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 15 – Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2015 è indicato alla nota n. 22 – Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 27 – Altre passività correnti e n. 15 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – Patrimonio netto e n. 38 – Costi operativi. Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontavano al 31 dicembre 2013 rispettivamente a €1 milione e €24 milioni. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le altre passività di €2.013 milioni (€1.880 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) la quota a lungo termine di €812 milioni (€876 milioni al 31 dicembre 2013) 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. 27 – Altre passività correnti; (ii) gli anticipi di €281 milioni (€149 milioni al 31 dicembre 2013) ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito oltre l'orizzonte temporale dei dodici mesi.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.