

12 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Amministrazione Finanziaria Italiana:		
- Imposte di consumo	31	166
- IVA	71	159
- Accise	43	47
- Altre imposte indirette	30	27
	175	399

Le attività per altre imposte correnti di €399 milioni sono aumentate di €224 milioni in conseguenza principalmente dei maggiori acconti per imposte di consumo versati nel corso del 2014 rispetto al debito maturato in fase di conguaglio (€135 milioni).

13 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	589	1.659
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	14	40
Altre attività	243	718
	846	2.417

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

(€ milioni)	31.12.2013		31.12.2014	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	370	15.432	651	13.790
Outright	76	3.263	686	8.299
Interest currency swap	6	35	6	76
	452	18.730	1.343	22.165
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	2	36	5	144
	2	36	5	144
Contratti su merci				
Over the counter	135	3.055	306	1.363
Altri			5	
	135	3.055	311	1.363
	589	21.821	1.659	23.672

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 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 €1.659 milioni (€589 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda gli 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 sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €40 milioni riguarda operazioni di copertura del rischio commodity 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 derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono indicati alla nota n. 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa.

Le altre attività di €718 milioni comprendono principalmente: (i) l'ammontare di €496 milioni relativo al gas prepagato per effetto dell'attivazione in esercizi passati 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; (ii) i titoli ambientali (€119 milioni) della Gas & Power.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Attività non correnti

14 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2013										
Terreni	160						8	168	168	
Fabbricati	182	(1)		(14)	(13)		102	256	854	598
Impianti e macchinari	4.340	19		(725)	(593)	(3)	1.142	4.180	19.892	15.712
Attrezzature industriali e commerciali	25		10	(14)	(1)		12	32	304	272
Altri beni	58		8	(23)	(1)		24	66	582	516
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.476	5	1.092		(170)		(1.313)	2.090	2.322	232
	7.241	23	1.110	(776)	(778)	(3)	(25)	6.792	24.122	17.330
31.12.2014										
Terreni	168					(1)	1	168	168	
Fabbricati	256		1	(26)	(3)		320	548	1.859	1.311
Impianti e macchinari	4.180		44	(741)	(50)	(2)	1.789	5.220	21.021	15.801
Attrezzature industriali e commerciali	32		9	(18)	(3)		159	179	540	361
Altri beni	66		5	(19)			42	94	636	542
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.090		1.130		(104)		(1.903)	1.213	1.437	224
	6.792		1.189	(804)	(160)	(3)	408	7.422	25.661	18.239

I terreni (€168 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti (€149 milioni).

I fabbricati (€548 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione (€473 milioni) e i fabbricati del centro elaborazioni Green Data Center della Corporate (€53 milioni).

Gli impianti e macchinari (€5.220 milioni) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.296 milioni), gli impianti di raffinazione (€1.640 milioni) e gli impianti di distribuzione carburanti (€274 milioni), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (€520 milioni).

Le attrezzature industriali e commerciali (€179 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (€94 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (€1.213 milioni) riguardano principalmente: (i) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€398 milioni), dei giacimenti dell'offshore adriatico (€179 milioni) e della concessione Villafortuna (€45 milioni), l'avvio delle attività di presviluppo condotte in Mozambico (€86 milioni); (ii) gli interventi sulle strutture di raffinazione in particolare presso l'impianto di Sannazzaro (€107 milioni); (iii) le ristrutturazioni degli impianti della rete commerciale (€94 milioni).

Gli investimenti di €1.189 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€404 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica (€299 milioni), principalmente per la riconversione della raffineria di Venezia in bioraffineria e per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti; (ii) all'attività di marketing (€105 milioni), per la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€764 milioni) relativi essenzialmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli asset esistenti. Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di manutenzione pozzi (Barbara, Arianna, Cervia, Armida, Monte Enoc, Volturino, Regina, Clara Est, Monte Alpi); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) il completamento dei programmi di sviluppo e la messa in produzione dei giacimenti di Fauzia ed Elettra; (iv) l'ottimizzazione degli impianti di compressione sulle piattaforme situate nell'offshore adriatico; (v) l'avvio delle attività di presviluppo condotte in Mozambico.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,73% (2,74% al 31 dicembre 2013). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €40 milioni.

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

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5 - 15
Impianti specifici di distribuzione	4-10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

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 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, la capitalizzazione di borsa inferiore rispetto al valore contabile dei net asset, 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) nell'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) nella Gas & Power, dalle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni (descritte alla nota - Attività immateriali); (iii) nella Refining & Marketing, dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities.

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 della Exploration & Production, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU della Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali, al fine di esprimere la capacità strutturale di queste CGU di generare reddito; c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali 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; (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 circa l'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 periodo del petrolio Brent a 90 dollari/barile (in termini reali 2018), ipotizzando il graduale recupero delle quotazioni del Brent nel quadriennio dal valore atteso di 55 dollari nel 2015 al prezzo long-term.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte a tassi di sconto (weight average cost of capital - WACC) differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività oggetto di valutazione e rettificati per tener conto del rischio paese. Il WACC adjusted post imposte di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU della Exploration & Production, della Refining & Marketing e della Gas & Power, è diminuito di 110 punti base rispetto al 2013. La diminuzione dei WACC adjusted adottati deriva essenzialmente 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: (i) 5,5% per la Exploration & Production; (ii) 5,8% per la Refining & Marketing e (iii) 5,5% per la Gas & Power. 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.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Nel 2014 sono state rilevate svalutazioni di attività materiali pari a €160 milioni che hanno riguardato principalmente la Refining & Marketing e la Exploration & Production. Le svalutazioni contabilizzate nella Refining & Marketing di €149 milioni riguardano gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. In particolare sono stati svalutati i nuovi investimenti effettuati sugli impianti di raffinazione (€123 milioni), sulla rete autostradale (€16 milioni), sugli asset legati ai business extrarete lubrificanti e prodotti speciali (€2 milioni) e sulla rete convenzionata (€1 milione). Le svalutazioni contabilizzate nella Exploration & Production di €13 milioni riguardano alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'on-shore pugliese, dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi degli idrocarburi a breve e medio termine. 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. Per maggiori informazioni al riguardo, si rinvia al paragrafo n.16 "Immobili, Impianti e Macchinari" delle Note al bilancio consolidato.

Le altre variazioni di €408 milioni accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto, alla revisione del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €74 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €1 milione.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	10.559	11.790
- Gas & Power	117	118
- Refining & Marketing	13.169	13.428
- Corporate	277	325
	24.122	25.661
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	7.528	8.223
- Gas & Power	78	79
- Refining & Marketing	9.543	9.753
- Corporate	181	184
	17.330	18.239
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	3.031	3.567
- Gas & Power	39	39
- Refining & Marketing	3.626	3.675
- Corporate	96	141
	6.792	7.422

15 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.530 milioni (€2.649 milioni al 31 dicembre 2013) includono 4,1 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo si riducono di €1.119 milioni per effetto della riduzione delle scorte in giacenza e del loro adeguamento ai prezzi correnti (il fondo svalutazione delle scorte d'obbligo è pari a €544 milioni al 31 dicembre 2014).

16 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2013									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			129	(129)				730	730
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	90	4	16	(35)	(2)	14	87	923	836
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	39			(11)		(1)	27	379	352
- Immobilizzazioni in corso e acconti	190	2	92			(16)	268	268	
- Altre attività immateriali	67			(9)		(1)	57	185	128
	386	6	237	(184)	(2)	(4)	439	2.485	2.046
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	771					2	773	855	82
	1.157	6	237	(184)	(2)	(2)	1.212	3.340	2.128
31.12.2014									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			230	(230)				1.010	1.010
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	87	2	19	(55)		183	236	1.128	892
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	27			(3)		4	28	384	356
- Immobilizzazioni in corso e acconti	268		50			(239)	79	79	
- Altre attività immateriali	57			(8)		8	57	193	136
	439	2	299	(296)		(44)	400	2.794	2.394
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	773	24					797	874	77
	1.212	26	299	(296)		(44)	1.197	3.668	2.471

I costi per attività mineraria inclusi dei costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (€162 milioni) sono interamente ammortizzati nell'esercizio.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €236 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e i diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 33%. Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €28 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione Val d'Agri (€11 milioni), alla concessione giacimento di Bonaccia (€12 milioni) e ad altre concessioni minori. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €79 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e di staff.

Le altre attività immateriali di €57 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'alto Adriatico (€31 milioni).

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle CGU che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU, applicando il metodo della perpetuity per la stima del valore terminale. Per la determinazione dei flussi di cassa e i tassi di sconto corrispondenti ai WACC adjusted si rinvia alla nota n.14 - Immobili, impianti e macchinari.

Il goodwill di €797 milioni riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione dell'ItalgasPiù, nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA, Messina Fuel SpA, Toscana Energia Clienti SpA e ASA Trade, quest'ultima operata nel 2014. Il goodwill (ad esclusione di quello rinveniente dalla Messina Fuel SpA) è attribuito alla CGU Mercato Gas Italia. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill. L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Gas Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, si azzera 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%. Il valore d'uso della CGU Mercato Gas Italia e la relativa analisi di sensitivity sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail.

Gli investimenti di €299 milioni (€237 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente i costi sostenuti per l'attività di ricerca mineraria (€162 milioni) della Exploration & Production, i costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di fatturazione del segmento retail/middle della Gas & Power (€26 milioni) e i costi per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff (€23 milioni).

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	1.425	1.863
- Gas & Power	1.017	1.070
- Refining & Marketing	516	389
- Corporate	382	346
	3.340	3.668
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	1.329	1.770
- Gas & Power	102	199
- Refining & Marketing	480	267
- Corporate	217	235
	2.128	2.471
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	96	93
- Gas & Power	915	871
- Refining & Marketing	36	122
- Corporate	165	111
	1.212	1.197

17 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	Valore iniziale	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Valutazione al fair value con effetti a CE	Valutazione al fair value con effetti a PN	Consolidamento Eni East Africa SpA	Altre variazioni ^(a)	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2013												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	26.404	6.322	382	(13)	(1.726)				(38)	31.331	48.248	16.917
- imprese collegate e joint venture	666	139		(12)	(100)			(69)	18	642	850	208
- altre imprese, di cui:	4.786			(2.191)		168	11			2.774	2.774	
- disponibili per la vendita	4.782			(2.191)		168	11			2.770	2.770	
- altre valutate al costo	4									4	4	
	31.856	6.461	382	(2.216)	(1.826)	168	11	(69)	(20)	34.747	51.872	17.125
31.12.2014												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	31.331	495	22		(1.300)				(31)	30.517	48.734	18.217
- imprese collegate e joint venture	642	(17)							(19)	606	606	
- altre imprese, di cui:	2.774			(805)		(221)				1.748	1.748	
- disponibili per la vendita	2.770			(805)		(221)				1.744	1.744	
- altre valutate al costo	4									4	4	
	34.747	478	22	(805)	(1.300)	(221)			(50)	32.871	51.088	18.217

(a) Le altre variazioni comprendono: (i) la riclassifica di Distribuidora de Gas Cuyana SA, Inversora de Gas Cuyana SA, Distribuidora de Gas del Centro SA e Inversora de Gas del Centro SA ad attività destinate alla vendita; (ii) le fusioni di ASA Trade SpA e di Eni Gas & Power GmbH; (iii) la riclassifica di Acam Clienti SpA da società collegata a società controllata.

Le partecipazioni sono diminuite di €1.876 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2013	34.747
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Syndial SpA	261
Raffineria di Gela SpA	81
Eni West Africa SpA	62
Eni Angola SpA	60
Eni Mozambico SpA	19
Ieoc SpA	8
Eni Timor Leste SpA	3
Agenzia Giornalistica Italia SpA	1
	495
Acquisizioni	
Acam Clienti SpA	15
Eni Gas & Power GmbH	7
	22
Proventi per valutazione al fair value	
Snam SpA	10
	10
<i>Decremento per:</i>	
Cessioni	
Galp Energia SGPS SA	(805)
	(805)
Svalutazioni e perdite	
Versalis SpA	(546)
Società Adriatica Idrocarburi SpA	(278)
Syndial SpA	(255)
Raffineria di Gela SpA	(107)
Eni West Africa SpA	(47)
Società Ionica Gas SpA	(32)
Eni Mozambico SpA	(21)
Eni Adfin SpA	(4)
Altre minori	(10)
	(1.300)
Oneri per valutazione al fair value	
Galp Energia SGPS SA	(231)
	(231)
Rimborsi di capitale	
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	(17)
	(17)
Fusioni	
ASA Trade SpA	(30)
Eni Gas & Power GmbH	(7)
	(37)
Riclassifica partecipazioni destinate alla vendita	
Distribuidora de Gas del Centro SA	(5)
Inversora de Gas Cuyana SA	(5)
Inversora de Gas del Centro SA	(2)
Distribuidora de Gas Cuyana SA	(1)
	(13)
Partecipazioni al 31 dicembre 2014	32.871

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Le cessioni di €805 milioni sono relative alla cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA. Il 28 marzo 2014 Eni ha collocato n. 58.051.000 azioni ordinarie di Galp Energia SGPS SA, pari a circa il 7% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €702 milioni, al prezzo unitario di €12,10 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €11 milioni. Inoltre, nel corso del primo semestre 2014 sono stati eseguiti collocamenti e cessioni spot che hanno riguardato circa l'1,15% del capitale sociale di Galp con un incasso complessivo di €122 milioni, a un prezzo medio di €12,83 per azione e una plusvalenza di conto economico pari a €8 milioni. Al 31 dicembre 2014 Eni detiene 66.337.592 azioni ordinarie Galp, corrispondenti a circa l'8% del capitale, che sono interamente al servizio del bond convertibile di circa €1.028 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015. Per le azioni Galp al servizio del prestito obbligazionario convertibile⁷, le variazioni negative di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto (€231 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rilevare in modo correlato a conto economico sia il derivato implicito nel bond convertibile sia le azioni al servizio della conversione. Al 31 dicembre 2014 Eni possiede n. 288.683.602 azioni di Snam SpA, 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. Per le azioni Snam al servizio del prestito obbligazionario convertibile⁸, le variazioni positive di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto (€10 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rilevare in modo correlato a conto economico sia il derivato implicito nel bond convertibile sia le azioni al servizio della conversione. Le svalutazioni di €1.300 milioni sono relative essenzialmente a: (i) Versalis SpA (€546 milioni), Syndial SpA (€255 milioni) e Raffineria di Gela SpA (€107 milioni) in relazione all'andamento economico negativo; (ii) le partecipazioni in società esplorative in relazione al principio che comporta la rilevazione a conto economico delle spese esplorative.

[7] Vedi nota n.28 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine".

[8] Vedi nota n.28 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine".

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2014	Saldo netto al 31.12.2013	Saldo netto al 31.12.2014 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
ACAM Clienti SpA ^(a)	100,000	6	21	8	(13)
Adriaplin doo	51,000	10	10	11	1
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	3	2	2	
ASA Trade SpA ^(b)		30			
Consorzio Condedo Santapalomba (in liquidazione)	92,660
Ecofuel SpA	100,000	48	48	162	114
Eni Adfin SpA	99,635	214	210	210	
Eni Angola SpA	100,000	217	277	53	(224)
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Finance International SA	33,613	848	848	1.139	291
Eni Fuel Centrosud SpA	100,000	20	20	27	7
Eni Fuel Nord SpA	100,000	23	23	22	(1)
Eni Gas & Power NV	99,999	2.798	2.798	2.777	(21)
Eni Gas Transport Services Srl	100,000
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	437	337
Eni International BV	100,000	14.780	14.780	32.148	17.368
Eni International Resources Ltd	99,998	29	29
Eni Investments Plc	99,999	6.101	6.101	6.398	297
Eni Medio Oriente SpA ^(c)	100,000	11	11	11	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	175	42
Eni Mozambico SpA	100,000	3	1	1	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.250	1.250	1.180	(70)
EniPower SpA	100,000	937	937	723	(214)
Eni Power Generation NV	99,999	5	1	1	
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	36	9
EniServizi SpA	100,000	14	14	14	
Eni Timor Est SpA	100,000	7	8	9	1
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	164	(118)
Eni West Africa SpA	100,000	11	26	26	
Eni Zubair SpA	99,999	
Est Più SpA	100,000	9	9	8	(1)
Floaters SpA	100,000	321	321	337	16
Ieoc SpA	100,000	14	20	22	2
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	337	52
Raffineria di Gela SpA	100,000	68	42	42	
Saipem SpA ^(d)	42,913	183	183	1.823	1.640
Servizi Aerei SpA	100,000	80	80	85	5
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	100,000	558	280	280	
Società Ionica Gas SpA	100,000	698	666	665	(1)
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	24	24	24	

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

[€ milioni]

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2014	Saldo netto al 31.12.2013	Saldo netto al 31.12.2014 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Syndial SpA - Attività Diversificate ^(c)	99,999	149	155	155	
Tecnomare SpA	100,000	17	17	17	
Tigáz Zrt	97,876			312	312
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	116	64
Versalis SpA	100,000	984	438	438	
Totale imprese controllate		31.337	30.517		
Imprese collegate e joint venture					
Distribuidora de Gas Cuyana SA ^(a)	6,840	1			
Distribuidora de Gas del Centro SA ^(a)	31,350	5			
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	49,000	39	39	44	5
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	49,000	117	100	111	11
Inversora de Gas Cuyana SA ^(a)	76,000	5			
Inversora de Gas del Centro SA ^(a)	25,000	2			
Mariconsult SpA	50,000		
Seram SpA	25,000	1	1
Transmed SpA	50,000	8	8
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	41	16
Uniön Fenosa Gas SA	50,000	442	442	577	135
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl		...			
Venezia Technologie SpA	50,000	1	1
Totale imprese collegate e joint venture		636	606		
Totale imprese controllate, collegate e joint venture		31.973	31.123		

(a) In data 25 febbraio 2014, Eni ha acquistato da ACAM SpA n. 6.120 azioni del valore nominale di €10, pari al 51% del capitale sociale di €120.000 di ACAM Clienti SpA; la partecipazione è stata riclassificata tra le partecipazioni controllate.

(b) La società è stata incorporata in Eni SpA in data 21 novembre 2014, con efficacia giuridica 1° dicembre 2014 e decorrenza ai fini contabili e fiscali 1° ottobre 2014.

(c) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(d) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2014 (€8,77 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.661 milioni.

(e) Partecipazioni riclassificate nelle Attività destinate alla vendita.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto. La stima del maggior valore recuperabile rispetto a quella di libro è stata determinata:

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,4%;
- per Eni Angola SpA ed Eni Petroleum Co. Inc., società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando il WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio Paese (WACC compresi tra il 5,5% e il 6,7%, al netto imposte);
- per le restanti società, tutte appartenenti alla Gas & Power, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted compreso tra il 4% e il 7%.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Il valore di mercato al 31 dicembre 2014 relativo alle partecipazioni disponibili per la vendita è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (€)	Valore di mercato (€ milioni)
Partecipazioni disponibili per la vendita:				
- Snam SpA	288.683.602	8,25%	4,10	1.184
- Galp Energia SGPS SA	66.337.592	8,00%	8,43	560
Totale				1.744

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2014, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

18 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	2.853	3.960
Titoli strumentali all'attività operativa	20	20
	2.873	3.980

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €3.960 milioni riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Saipem SpA (€1.663 milioni), Eni Finance International SA (€1.079 milioni), Versalis SpA (€672 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€167 milioni) ed EniPower SpA (€109 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.101 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa di €20 milioni riguardano titoli di Stato relativi al cauzioneamento bombole a norma D.L. n.128 del 22 febbraio 2006.

La scadenza dei crediti finanziari e titoli al 31 dicembre 2014 si analizza come segue:

(€ milioni)	Esigibili entro l'esercizio successivo ^(a)	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:				
- strumentali all'attività operativa	167	3.193	767	3.960
- non strumentali all'attività operativa	6.622			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa			20	20
	6.789	3.193	787	3.980

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 9 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €4.469 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo 0,1735% e lo 0,3567% e in dollari compresi tra lo 0,2559% e il 2,718%. La gerarchia del fair value è di livello 2. I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

19 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.777	1.523
Imposte sul reddito differite IRES	(110)	(150)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	176	215
Imposte sul reddito differite IRAP	(3)	(3)
Totale Eni SpA	1.840	1.585
Imposte anticipate società in joint operation	87	142
	1.927	1.727

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Incrementi	Decrementi	Dele aliquote	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
Imposte differite:						
- differenze su attività materiali ed immateriali	(27)		3	1	4	(19)
- altre	(86)	(88)	35	2	3	(134)
	(113)	(88)	38	3	7	(153)
Imposte anticipate:						
- differenze su derivati	68				63	131
- fondi per rischi ed oneri	1.678	204	(226)	(86)		1.570
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	674	151	(82)	(54)	(5)	684
- differenze su attività materiali ed immateriali	205	37	(8)	(22)		212
- svalutazione crediti	157	84			1	242
- fondi per benefici ai dipendenti	65	15	(7)	(4)	5	74
- perdita fiscale	724	309		(97)		936
- svalutazione anticipate	(1.769)	(500)				(2.269)
- altre	151	93	(17)	(76)	7	158
	1.953	393	(340)	(339)	71	1.738
Totale Eni SpA	1.840	305	(302)	(336)	78	1.585
Imposte anticipate joint operation	88	54			1	143
Imposte differite joint operation	(1)					(1)
Totale joint operation	87	54			1	142
	1.927	359	(302)	(336)	79	1.727

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €1.585 milioni risentono: (i) della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e per gli anni successivi sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia, alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato. Il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate, svalutando l'eccedenza non recuperabile (€500 milioni); (ii) della rettifica di attività per imposte anticipate a seguito dell'abrogazione all'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008 (cosiddetta Robin Tax), dichiarata incostituzionale con sentenza dell'11 febbraio 2015 che innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso (€377 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della fiscalità anticipata sulla perdita fiscale stimata per l'esercizio 2014 di Eni SpA e delle società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete la remunerazione della perdita (€212 milioni).

20 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti d'imposta	167	944
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	310	238
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	
Altri crediti da attività di disinvestimento	31	3
Altre attività	1.979	488
	2.493	1.673

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti di imposta chiesti a rimborso	118	866
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	63	92
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	167	944

I crediti di imposta chiesti a rimborso di €866 milioni includono il riconoscimento degli effetti dell'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), al netto del rimborso ottenuto nell'esercizio (€748 milioni).

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

(€ milioni)	31.12.2013		31.12.2014	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	47	704	9	324
Outright	9	429	13	384
Interest currency swap	141	1.099	140	1.137
	197	2.232	162	1.845
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	99	1.095	76	832
	99	1.095	76	832
Contratti su merci				
Over the counter	14	329		
	14	329		
	310	3.656	238	2.677

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 generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €238 milioni (€310 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda 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 sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa.

Le altre attività di €488 milioni riguardano per €395 milioni le quantità di gas non prelevate da Eni 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 con contropartita debiti verso fornitori gas (altri debiti della nota n. 24 - Debiti commerciali e altri debiti). Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime contrattuali, alla riclassifica nelle altre attività correnti della parte relativa ai volumi che si prevede di recuperare nel 2015 (€496 milioni) e ad altre ottimizzazioni eseguite nell'esercizio. La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. La clausola take-or-pay 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 (v. definizione della clausola take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearlo 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. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda determinata dalla debole crescita economica e dalla crisi del termoelettrico e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine facendo leva sui benefici delle rinegoziazioni concluse e di quelle in corso/pianificate in termini di migliorata competitività del gas Eni, di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo e altre flessibilità operative, nonché azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto). La valutazione al fair value delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

21 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €14 milioni (€10 milioni al 31 dicembre 2013) si riferiscono essenzialmente alla cessione del 76% della partecipazione in Inversora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 6,84% della partecipazione in Distribuidora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 25% della partecipazione in Inversora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta) e del 31,35% della partecipazione in Distribuidora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta). Le società operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Argentina.

Passività correnti

22 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €3.799 milioni (€4.536 milioni al 31 dicembre 2013) sono diminuite di €737 milioni. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Euro	3.672	3.296
Dollaro USA	806	431
Lira Sterlina	48	49
Altre	10	23
	4.536	3.799

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,25% (0,28% nell'esercizio 2013), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €50 milioni.

Al 31 dicembre 2014 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €40 milioni e €12.101 milioni (rispettivamente per €2.140 milioni e €11.638 milioni al 31 dicembre 2013). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

23 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine di €3.488 milioni (€1.929 milioni al 31 dicembre 2013) è commentata nella nota n. 28 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo, cui si rinvia.

24 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	7.354	8.377
Acconti e anticipi	366	285
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	256	353
- altri debiti	502	518
	758	871
	8.478	9.533

I debiti commerciali di €8.377 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€3.298 milioni), debiti verso imprese controllate (€5.042 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€37 milioni).

Gli acconti e anticipi di €285 milioni riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (€219 milioni) e gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Exploration & Production (€50 milioni).

Gli altri debiti di €518 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€265 milioni); (ii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€98 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi; (iii) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€21 milioni).

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

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.

25 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €4 milioni si riferiscono per €2 milioni a imposte estere della branch tedesca e per €2 milioni alla joint operation Raffineria di Milazzo ScpA.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

26 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	1.146	900
Royalty su idrocarburi estratti	289	249
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	33	34
IVA	124	31
Altre imposte e tasse	8	13
	1.600	1.227

27 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	751	1.776
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	210	502
Altre passività	333	369
	1.294	2.647

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

(€ milioni)	31.12.2013		31.12.2014	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	217	6.536	318	4.997
Currency swap	318	13.796	922	18.896
Interest currency swap	6	31	6	69
	541	20.363	1.246	23.962
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	2	157	5	180
	2	157	5	180
Contratti su merci				
Over the counter	208	2.711	521	2.526
Future			4	
	208	2.711	525	2.526
	751	23.231	1.776	26.668

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 €1.776 milioni (€751 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda 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 sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge, su operazioni in commodity, di €502 milioni è riferito alla Gas & Power e si riferisce a operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2015 è indicato alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 32 - Patrimonio netto e alle note n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi e n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi.

Le altre passività di €369 milioni comprendono la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€149 milioni) (v. nota n. 31 - Altre passività non correnti) e gli anticipi che la joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (€106 milioni).