

Rendiconto finanziario riclassificato

809011/432

(€ milioni)	2013	2014
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto	4.959	850
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:		
Ammortamenti e altri componenti non monetari	9.723	12.131
- ammortamenti	9.421	9.970
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	2.400	1.529
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(222)	(121)
- altre variazioni	(1.882)	744
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	6	9
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(3.770)	(95)
Dividendi, interessi e imposte	9.174	6.655
- dividendi	(400)	(385)
- interessi attivi	(142)	(171)
- interessi passivi	711	719
- imposte sul reddito	9.005	6.492
Variazione del capitale di esercizio	456	2.668
- rimanenze	350	1.524
- crediti commerciali	(1.379)	2.344
- debiti commerciali	703	(1.253)
- fondi per rischi e oneri	59	(187)
- altre attività e passività	723	240
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(9.516)	(7.099)
- dividendi incassati	630	612
- interessi incassati	97	112
- interessi pagati	(942)	(882)
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.301)	(6.941)
Flusso di cassa netto da attività operativa	11.026	15.110
Investimenti tecnici	(12.800)	(12.240)
- attività materiali	(10.913)	(10.685)
- attività immateriali	(1.887)	(1.555)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(317)	(408)
- partecipazioni	(292)	(372)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(25)	(36)
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	6.360	3.684
- attività materiali	514	97
- attività immateriali	16	8
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	3.401	
- partecipazioni	2.429	3.579
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(243)	
- investimenti finanziari: titoli	(5.048)	(77)
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(978)	(1.289)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	50	669
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	5.134	538
- disinvestimenti finanziari: titoli	36	57
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	1.561	506
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	155	155
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.153)	(124)
Free cash flow	4.026	6.581

80901/433

segue Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)

Voci del rendiconto finanziario riclassificato

e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale

	2013		2014	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		4.026		6.581
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(3.981)		(414)
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(5.134)		(538)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	1.153		124	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.715		(628)
- assunzione debiti finanziari non correnti	5.418		1.916	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(4.720)		(2.751)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	1.017		207	
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.225)		(4.434)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	1		1	
- acquisto di azioni proprie			(380)	
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.949)		(4.006)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(250)		(49)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(28)			
- cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante	1			
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(42)		76
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		2		2
Flusso di cassa netto		(2.505)		1.183

80901.1634

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Per effetto dell'entrata in vigore, a partire dal 1° gennaio 2014, delle disposizioni del principio contabile IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto", omologato con il regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, i dati di confronto sono stati oggetto di restatement. Per l'informativa sul restatement conseguente all'applicazione del nuovo principio contabile si rinvia a quanto indicato nelle note al bilancio di esercizio.

Nel 2014 sono state inoltre effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- incorporazione dell'ASA Trade SpA. L'operazione è stata approvata in data 30 luglio 2014; l'atto di fusione è stato firmato in data 21 novembre 2014, con efficacia dal 1° dicembre 2014 ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° ottobre 2014. La fusione è sta-

ta preceduta da un affitto di ramo d'azienda dal 1° giugno al 30 novembre 2014;

- acquisizione del ramo di azienda "Accounting and Back Office" da Eni Trading & Shipping SpA. L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 24 gennaio 2014, con efficacia 1° febbraio 2014;
- acquisizione della partecipazione in Eni Gas & Power GmbH da Eni International BV in data 22 maggio 2014. In data 17 dicembre 2014 è stato registrato presso il Registro delle Imprese di Roma l'atto di fusione transfrontaliero della Eni Gas & Power GmbH, con efficacia contabile e fiscale dal 1° ottobre 2014;
- acquisizione del ramo d'azienda "Midstream Gas" dalla società Eni Gas & Power NV. L'atto è stato stipulato in data 1° ottobre 2014, con efficacia contabile e fiscale a partire dalla stessa data.

Conto economico

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
51.054	Ricavi della gestione caratteristica	48.018	42.350	(5.668)
269	Altri ricavi e proventi	271	359	88
(51.042)	Costi operativi	(49.714)	(42.855)	6.859
(173)	Altri proventi e oneri operativi	(168)	(79)	89
(1.153)	Ammortamenti e svalutazioni	(1.740)	(1.260)	480
(1.045)	Utile operativo	(3.333)	(1.485)	1.848
(715)	Proventi (oneri) finanziari netti	(471)	(139)	332
8.663	Proventi netti su partecipazioni	8.402	5.523	(2.879)
6.903	Utile prima delle imposte	4.598	3.899	(699)
(697)	Imposte sul reddito	(184)	556	740
6.206	Utile netto del periodo - continuing operations	4.414	4.455	41
2.871	Utile netto del periodo - discontinued operations			
9.077	Utile netto	4.414	4.455	41

Utile netto

Nel 2014 l'utile netto di €4.455 milioni è aumentato di €41 milioni per effetto essenzialmente: (i) del miglioramento del risultato operativo connesso agli effetti positivi delle rinegoziazioni dei contratti gas e delle azioni di ristrutturazione ed efficienza, parzialmente assorbiti dal continuo deterioramento dello scenario energetico che ha sensibilmente ridotto i ricavi della Exploration & Production e dall'adeguamento del valore delle scorte di greggio e prodotti petroliferi ai prezzi correnti; (ii) del miglioramento della gestione fiscale per effetto principalmente 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), con effetto dall'esercizio 2009, parzialmente compensato dalla rettifica della fiscalità differita attiva stanziata relativamente all'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008 (cosiddetta Robin Tax), dichiarata incostituzionale da parte della Corte Costituzionale con sentenza del 11 febbraio 2015 che innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso; l'effetto della sentenza è stato considerato un adjusting event. Tali effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dai minori proventi netti su partecipazioni.



80901/635

Analisi delle voci del conto economico

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

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

Ricavi della gestione caratteristica

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
3.744	Exploration & Production	3.827	3.319	(508)
26.316	Gas & Power	25.596	22.597	(2.999)
24.603	Refining & Marketing	22.284	19.449	(2.835)
965	Corporate	1.055	981	(74)
(4.574)	Elisioni	(4.744)	(3.996)	748
51.054		48.018	42.350	(5.668)

I ricavi della Exploration & Production di €3.319 milioni sono diminuiti di €508 milioni, pari al 13,3%, a seguito essenzialmente: (i) della diminuzione del prezzo di vendita del gas naturale (25,3%) e di quello in euro del greggio (11,1%); (ii) della diminuzione dei volumi di gas prodotti, pari al 7,5%, equivalente a 2,3 milioni di boe, connessa principalmente al declino dei giacimenti dell'offshore adriatico. Tali effetti sono stati parzialmente rettificati: (i) dai maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere; (ii) dall'aumento dei volumi di olio prodotti, pari al 2,9%, equivalente a 0,6 milioni di boe, connesso principalmente all'entrata in produzione di nuovi impianti nella concessione Val d'Agri.

I ricavi della Gas & Power di €22.597 milioni sono diminuiti di €2.999 milioni, pari all'11,7%, per effetto del deterioramento del-

le condizioni di mercato che riflette la pressione competitiva e la debole domanda, in particolare nel segmento termoelettrico nonché per effetto del clima mite registrato nell'esercizio.

I ricavi della Refining & Marketing di €19.449 milioni sono diminuiti di €2.835 milioni, pari al 12,7%, a seguito essenzialmente della riduzione dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi e del calo delle vendite.

I ricavi della Corporate di €981 milioni sono diminuiti di €74 milioni, pari al 7%, per effetto essenzialmente dei minori addebiti alle linee di business e alle società del Gruppo in relazione ai minori servizi resi a seguito delle azioni di efficienza avviate soprattutto nelle attività di gestione e sviluppo dei sistemi informatici.

Utile operativo

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
1.743	Exploration & Production	1.414	869	(545)
(1.664)	Gas & Power	(2.606)	(332)	2.274
(887)	Refining & Marketing	(1.564)	(1.898)	(334)
(382)	Corporate	(459)	(340)	119
145	Eliminazione utili interni ^(a)	(118)	216	334
(1.045)	Utile operativo	(3.333)	(1.485)	1.848
(145)	Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)	498	1.070	572
(1.190)	Utile operativo a valori correnti	(2.835)	(415)	2.420

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

(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

80901/436

Exploration & Production

L'utile operativo della Exploration & Production (€869 milioni) è diminuito di €545 milioni, pari al 38,5%, a seguito essenzialmente: (i) della diminuzione del prezzo di vendita del gas naturale (25,3%) e di quello in euro del greggio (11,1%); (ii) della diminuzione dei volumi di gas prodotti, pari al 7,5%, equivalente a 2,3 milioni di boe, connessa principalmente al declino dei giacimenti dell'offshore

adriatico; (iii) dell'aumento dei costi di esercizio; (iv) dei maggiori ammortamenti e svalutazioni. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dai maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere; (ii) dall'aumento dei volumi di olio prodotti, pari al 2,9%, equivalente a 0,6 milioni di boe, connesso principalmente all'entrata in produzione di nuovi impianti nella concessione Val d'Agri; (iii) dalla diminuzione del costo lavoro.

Gas & Power

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
(1.664)	Utile (perdita) operativa	(2.606)	(332)	2.274
52	Esclusione (utile) perdita di magazzino	190	(123)	(313)
(1.612)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(2.416)	(455)	1.961

La perdita operativa a valori correnti della Gas & Power (€455 milioni) si è ridotta di €1.961 milioni a seguito della migliorata competitività del business grazie ai benefici della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term, compresi gli effetti una tantum da rinegoziazione relativi a forniture di esercizi precedenti che hanno inciso sul

risultato dell'anno in misura maggiore rispetto al 2013. Questo effetto positivo è stato parzialmente compensato dalla flessione dei prezzi del gas e dell'energia elettrica per effetto del deterioramento delle condizioni di mercato che riflette la pressione competitiva, la debolezza della domanda nonché l'effetto del clima mite registrato nell'esercizio.

Refining & Marketing

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
(887)	Utile (perdita) operativa	(1.564)	(1.898)	(334)
(33)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	194	1.378	1.184
(920)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(1.370)	(520)	850

La perdita operativa a valori correnti della Refining & Marketing (€520 milioni) si è ridotta di €850 milioni per effetto: (i) delle minori svalutazioni degli asset; (ii) delle azioni di ottimizzazione operativa ed efficienza costi sulle raffinerie e di uno scenario di raffinazione meno penalizzante; (iii) dei minori oneri legati a mobilità ed esodi agevolati; (iv) del migliore risultato del business rete dovuto sia alla performance sia a minori ammortamenti conseguenti alla rivisitazione delle vite residue dei cespiti.

Corporate

La perdita operativa di Corporate (€340 milioni) è diminuita di €119 milioni, pari al 25,9%, essenzialmente a seguito dei minori costi per la gestione e sviluppo dei sistemi informatici e dei costi di comunicazione.



80901/637

Imposte sul reddito

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
Imposte correnti				
77	IRES	60	9	(51)
(17)	IRAP	(9)	1	10
(250)	Addizionale Legge n. 7/09	(184)	824	1.008
(190)	Totale imposte correnti	(133)	834	967
(6)	Imposte differite	42	(47)	(89)
368	Imposte anticipate	790	214	(576)
(866)	Svalutazione imposte anticipate	(903)	(500)	403
(504)	Totale imposte differite e anticipate	(71)	(333)	(262)
(694)	Totale imposte sul reddito Eni SpA	(204)	501	705
(3)	Imposte relative alla rilevazione delle Joint Operation	20	55	35
(697)		(184)	556	740

Le imposte sul reddito positive per €556 milioni sono costituite da imposte sul reddito di Eni SpA per €501 milioni e da imposte sul reddito relative alle società in joint operation per €55 milioni, in particolare di Eni East Africa SpA.

Le imposte sul reddito di Eni SpA positive per €501 milioni sono migliorate di €705 milioni a seguito: (i) dell'intervenuta definizione con l'Agenzia delle entrate delle modalità di determinazione della base imponibile dell'addizionale IRES di cui alla legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libyan Tax), con effetto dall'esercizio 2009 (€1.008 milioni, di cui €824 milioni dovuti al provento rilevato nel 2014); (ii) della minore svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità e in funzione della tempistica attesa per il rigiro delle differenze temporanee (€403 milioni). Questi effetti positivi sono stati parzialmente compensati: (i) dalle minori imposte anticipate rilevate (€576 milioni) per effetto principalmente della sentenza del 9 febbraio 2015, depositata in data 11 febbraio, con la quale la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'articolo 81 del Decreto Legge 25 giugno 2008 n. 112 relativamente alla parte che aveva istituito l'addizionale all'IRES, cosiddetta Robin Tax, che ha comportato lo storno della fiscalità differita attiva al netto di quella passiva relativa alla suddetta addizionale (€374 milioni); (ii) dalle maggiori differite passive

rilevate (€89 milioni), in particolare in relazione alle maggiori differenze attive di cambio non realizzate al netto dei relativi accantonamenti (€27 milioni) e del minor ammontare dei rigiri relativi alla fiscalità differita stanziata con riferimento alle partecipazioni cedute (23 milioni di euro); (iii) da minori imposte correnti positive (€51 milioni).

La differenza del 41,76% tra il tax rate effettivo (-14,26%) e teorico (27,50%) inclusivo delle joint operation è riferibile essenzialmente alla differenza (40,15%) tra il tax rate effettivo (-12,65%) e teorico (27,50%) di Eni SpA. Questa differenza di Eni SpA è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 46,18%); (ii) al provento per il rimborso dell'addizionale all'IRES di cui alla legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 20,82%) e ad altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dall'accantonamento al fondo svalutazione delle imposte anticipate (con un effetto del 12,63%); (ii) dall'adeguamento delle imposte differite conseguente alla sentenza con la quale la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'addizionale all'IRES, cosiddetta Robin Tax (con un effetto del 9,45%); (iii) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (7,19%) e da altri fenomeni di minore importo.

Stato patrimoniale riclassificato¹

80901 | 638

(€ milioni)	31 dicembre 2013	31 dicembre 2014	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	6.792	7.422	630
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.649	1.530	(1.119)
Attività immateriali	1.212	1.197	(15)
Partecipazioni	34.747	32.871	(1.876)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	3.131	4.147	1.016
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(217)	(316)	(99)
	48.314	46.851	(1.463)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	2.190	1.699	(491)
Crediti commerciali	12.585	12.741	156
Debiti commerciali	(7.354)	(8.377)	(1.023)
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	898	2.002	1.104
Fondi per rischi e oneri	(4.212)	(4.514)	(302)
Altre attività (passività) d'esercizio	(479)	(745)	(266)
	3.628	2.806	(822)
Fondi per benefici ai dipendenti	(344)	(381)	(37)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	10	14	4
CAPITALE INVESTITO NETTO	51.608	49.290	(2.318)
Patrimonio netto	40.743	40.529	(214)
Indebitamento finanziario netto	10.865	8.761	(2.104)
COPERTURE	51.608	49.290	(2.318)

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (€46.851 milioni) è diminuito di €1.463 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 per effetto essenzialmente della riduzione: (i) delle partecipazioni (€1.876 milioni), a seguito essenzialmente della cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA e delle svalutazioni di alcune imprese controllate; (ii) delle rimanenze (€1.119 milioni), a seguito essenzialmente della svalutazione delle scorte d'obbligo valorizzate ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio. Tali effetti sono stati in parte compensati dall'aumento dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa (€1.016 milioni), in particolare per finanziamenti a medio lungo termine concessi a Saipem SpA e alla Eni Finance International SA.

Capitale di esercizio

Il **capitale di esercizio netto** (€2.806 milioni) è diminuito di €822 milioni a seguito essenzialmente: (i) della riduzione del saldo crediti/debiti commerciali (€867 milioni); (ii) della riduzione delle rimanenze (€491 milioni) essenzialmente per l'adeguamento ai minori prezzi di mercato del petrolio e dei prodotti petroliferi alla fine dell'anno. Tali effetti sono stati in parte compensati dall'aumento dei crediti tributari per effetto essenzialmente dell'iscrizione del provento conseguente all'intervenuta definizione con l'Agenzia delle entrate delle modalità di determinazione della base imponibile dell'addizionale IRES di cui alla legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libyan Tax), al netto del rimborso ottenuto nell'esercizio.

Attività destinate alla vendita

Le **attività destinate alla vendita** di €14 milioni si riferiscono essenzialmente ad alcune partecipazioni in società collegate che operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Argentina.



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

80901/439

Patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2013	40.743
Incremento per:	
Utile netto	4.455
Altri incrementi	2
	4.457
Decremento per:	
Acconto sul dividendo 2014	(2.020)
Distribuzione saldo dividendo 2013	(1.986)
Acquisto azione proprie	(380)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(168)
Variazione fair value di partecipazioni al netto dei rigiri e dell'effetto fiscale	(76)
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(19)
Operazioni straordinarie under common control	(14)
Diritti decaduti stock option	(7)
Costi accessori all'acquisto azioni proprie	(1)
	(4.671)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2014	40.529

Indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31 dicembre 2013	31 dicembre 2014	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.249	24.687	(562)
Debiti finanziari a breve termine	6.465	7.287	822
Debiti finanziari a lungo termine	18.784	17.400	(1.384)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3.894)	(4.280)	(386)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(5.486)	(6.622)	(1.136)
Attività finanziarie destinate al trading	(5.004)	(5.024)	(20)
Indebitamento finanziario netto	10.865	8.761	(2.104)

La riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €2.104 milioni è dovuto essenzialmente: (i) al flusso di cassa netto da attività operativa (€8.861 milioni); (ii) alle dismissioni di asset materiali e di quote di partecipazioni (€854 milioni), in particolare la cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA. Tali effetti sono stati in parte assorbiti: (i) dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di €0,56 per azione (€2.020 milioni); (ii) dal pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2013

di €0,55 per azione (€1.986 milioni); (iii) dagli investimenti relativi ad attività materiali e immateriali (€1.488 milioni); (iv) dall'incremento degli investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa (€916 milioni); (v) dagli investimenti netti in partecipazioni (€517 milioni) per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate; (vi) dall'acquisto di azioni proprie (€380 milioni).

80901/440

Rendiconto finanziario riclassificato²

(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
Utile netto	4.414	4.455	41
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	3.383	2.759	(624)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(106)	(97)	9
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(9.259)	(7.107)	2.152
Variazione del capitale di esercizio	1.132	2.987	1.855
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	9.125	5.864	(3.261)
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.689	8.861	172
Investimenti tecnici	(1.347)	(1.488)	(141)
Investimenti in partecipazioni	(7.343)	(517)	6.826
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa e rami d'azienda	(7)	(916)	(909)
Dismissioni	2.328	854	(1.474)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(142)	95	237
Free cash flow	2.178	6.889	4.711
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(1.465)	(1.132)	333
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	730	(985)	(1.715)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.949)	(4.386)	(437)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(2.506)	386	2.892
Free cash flow	2.178	6.889	4.711
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.949)	(4.386)	(437)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(205)	(399)	(194)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.976)	2.104	4.080

Investimenti tecnici

(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
Exploration & Production	673	1.006	333
di cui ricerca esplorativa	72	162	90
Gas & Power	36	30	(6)
Refining & Marketing	534	410	(124)
Corporate	104	42	(62)
Investimenti tecnici	1.347	1.488	141



[2] Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

80901/441

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

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 dicembre 2013			31 dicembre 2014	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			6.792		7.422
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.649		1.530
Attività immateriali			1.212		1.197
Partecipazioni			34.747		32.871
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			3.131		4.147
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 9)	258		167	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 18)	2.873		3.980	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(217)		(316)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 9 e nota 20)	39		37	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 24)	(256)		(353)	
Totale Capitale immobilizzato			48.314		46.851
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			2.190		1.699
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		12.585		12.741
Debiti commerciali	(vedi nota 24)		(7.354)		(8.377)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			898		2.002
- passività per imposte sul reddito correnti		(2)		(4)	
- passività per altre imposte correnti		(1.600)		(1.227)	
- attività per imposte sul reddito correnti		293		155	
- attività per altre imposte correnti		175		399	
- attività per imposte anticipate		1.927		1.727	
- altre attività non correnti	(vedi nota 20)	167		944	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 9)	96		160	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 24)	(125)		(119)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 31)	(33)		(33)	
Fondi per rischi e oneri			(4.212)		(4.514)
Altre attività (passività) di esercizio:			(479)		(745)
- altri crediti	(vedi nota 9)	351		1.107	
- altre attività (correnti)		846		2.417	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 20)	2.295		726	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 24)	(743)		(684)	
- altre passività (correnti)		(1.294)		(2.647)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 31)	(1.934)		(1.664)	
Totale capitale di esercizio netto			3.628		2.806
Fondi per benefici ai dipendenti			(344)		(381)
Attività destinate alla vendita			10		14
CAPITALE INVESTITO NETTO			51.608		49.290
Patrimonio netto			40.743		40.529
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		18.784		17.400	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.929		3.488	
- passività finanziarie a breve termine		4.536		3.799	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		3.894		4.280	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	5.486		6.622	
Altre attività finanziarie destinate al trading		5.004		5.024	
Totale indebitamento finanziario netto			10.865		8.761
COPERTURE			51.608		49.290

80901/462

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2013	2014
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema legale
Utile netto	Valori da schema riclassificato	Valori da schema riclassificato
	4.414	4.455
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:		
Ammortamenti e altri componenti non monetari:	3.383	2.759
- ammortamenti	960	1.100
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	780	160
- effetto valutazione partecipazioni	1.659	1.521
- differenze cambio da allineamento	(3)	(12)
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	(3)	(12)
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(10)	2
Plusvalenze nette su cessione di attività	(106)	(97)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni:	(9.259)	(7.107)
- dividendi	(9.888)	(6.992)
- interessi attivi	(235)	(251)
- interessi passivi	680	692
- imposte sul reddito	184	(556)
Variazione del capitale di esercizio:	1.132	2.987
- rimanenze	284	1.606
- crediti commerciali	442	13
- debiti commerciali	(544)	734
- fondi per rischi e oneri	622	(52)
- altre attività e passività	328	686
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:	9.125	5.864
- dividendi incassati	9.888	6.316
- interessi incassati	214	204
- interessi pagati	(818)	(715)
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(159)	59
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.689	8.861
Investimenti tecnici:	(1.347)	(1.488)
- immobilizzazioni materiali	(1.110)	(1.189)
- immobilizzazioni immateriali	(237)	(299)
Investimenti in partecipazioni	(7.343)	(517)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:	(7)	(916)
- crediti finanziari strumentali	(5)	(916)
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(2)	
Dismissioni:	2.328	854
- immobilizzazioni materiali	7	4
- immobilizzazioni immateriali	4	
- partecipazioni	2.317	841
- altre attività destinate alla vendita		9
- cessione rami d'azienda		
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:	(142)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(142)	95
Free cash flow	2.178	6.889
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:	(1.465)	(1.132)
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	3.536	(1.124)
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli non strumentali all'attività operativa	(5.001)	(8)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:	730	(985)
- assunzione (rimborso) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	961	(273)
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(231)	(712)
Flusso di cassa del capitale proprio:	(3.949)	(4.386)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.949)	(4.006)
- acquisto di azioni proprie		(380)
Flusso di cassa netto	(2.506)	386



Fattori di rischio e incertezza

80901/443

Premessa

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 34 "Garanzie, impegni e rischi" del Bilancio consolidato.

Rischi connessi alla ciclicità del settore Oil & Gas

I risultati di Eni, soprattutto quelli del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. L'aumento del prezzo degli idrocarburi determina maggiori risultati e cash flow a livello consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo.

Nella parte finale del 2014 il mercato petrolifero è entrato in crisi a causa dei fondamentali della domanda e dell'offerta globale, in un contesto di maggiore apertura del settore, di progressiva perdita di controllo da parte dell'Opec e del ruolo marginale delle crisi geopolitiche. L'indebolimento della domanda petrolifera dovuto alla minore richiesta energetica in Cina, Europa e altre economie e la forte crescita dell'output principalmente nei paesi non OPEC (USA, Brasile, Russia) hanno determinato un'oversupply stimata in circa 2 milioni di barili/giorno. In tale quadro, il prezzo del riferimento Brent dopo il picco di metà 2014 a 110 dollari/barile ha perso nel giro di pochi mesi il 60% del valore, scendendo al di sotto dei 50 dollari/barile tra la fine del 2014 e l'inizio del 2015, il minimo dal 2009. Su base annua il prezzo medio del Brent è stato di 99 dollari/barile con una flessione del 9% rispetto al 2013. Il management prevede un prezzo medio del petrolio Brent di 55 dollari/barile per il 2015 e un graduale recupero nel corso del quadriennio, confermando il prezzo long-term di 90 dollari/barile nelle proiezioni finanziarie del piano quadriennale 2015-2018 e nella valutazione a vita intera dei progetti d'investimento in corso o pianificati. Nella previsione di prezzo di lungo termine il management ha considerato la reazione dell'oil industry al mutato scenario. Sulla base degli annunci delle oil majors di tagli consistenti ai piani d'investimento e assumendo un declino del 5% annuo nelle produzioni correnti, riteniamo possibile che nel medio lungo termine si verifichi una carenza di offerta, mentre la domanda grazie anche allo stimolo del prezzo più contenuto possa tornare a crescere a un ritmo dell'1% annuo.

L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte di Eni, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. Della parte residua della produzione, circa il 35% proviene dal recupero dei costi nei contratti di Production Sharing,

come tale isolato dalla volatilità del prezzo poiché garantisce alla compagnia petrolifera il recupero dei costi sostenuti, esponendola al rischio volume (vedi di seguito). Infine, l'esposizione al rischio prezzo di un 5-10% della produzione è compensata dal movimento di segno opposto nei costi di approvvigionamento del settore Gas & Power, che sono indicizzati al prezzo del petrolio. Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che rispetto al prezzo di riferimento per il 2015 di 55 dollari/barile, per ogni variazione di +/- 1 dollari/barile l'utile netto consolidato di Gruppo diminuisce/aumenta di circa €150 milioni e il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") si contrae/incrementa di un ammontare quasi equivalente.

In aggiunta all'impatto su ricavi, redditività e cash flow, nel caso di un prolungato declino dei prezzi del petrolio, la Compagnia potrebbe rivedere la recuperabilità futura dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni. I prezzi futuri del petrolio potrebbero differire in maniera sostanziale rispetto alla quotazione utilizzata nella stima delle riserve certe dell'Eni e nella determinazione del loro valore attuale netto al fattore di sconto del 10% al 31 dicembre 2014. In linea con quanto previsto dalla SEC regulation, i prezzi utilizzati per la valutazione delle riserve di idrocarburi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio. Le riserve certe al 31 dicembre 2014 sono state determinate sulla base del prezzo medio del marker Brent di 101 dollari/barile per il 2014. I prezzi delle commodity hanno evidenziato una significativa riduzione nel quarto trimestre 2014. In assenza di una ripresa nelle quotazioni delle commodity, le stime future delle nostre riserve saranno basate su prezzi inferiori, determinando la revisione negativa delle riserve certe non più economiche. Al 31 dicembre 2014, il valore attuale netto delle riserve certe è pari a circa €59,6 miliardi determinato, al pari della stima dei quantitativi di riserve certe al 31 dicembre 2014, sulla base del prezzo medio del marker Brent di 101 dollari/barile. A parità di altre condizioni, in presenza di prezzi in linea con le quotazioni del primo trimestre 2015, il valore attuale delle nostre riserve determinato con il tasso di sconto al 10% potrebbe ridursi significativamente rispetto al consuntivo 2014.

Un prolungato declino dei prezzi potrebbe compromettere anche la redditività dei progetti di sviluppo delle riserve nel caso in cui i prezzi si attestino su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. In tale scenario, Eni potrebbe rivedere le decisioni d'investimento riprogrammando certi progetti con ricadute negative sui tassi di crescita. Considerata la complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione di tali progetti, Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta ai fini della valutazione e selezione degli investimenti, scenari di prezzo di lungo termine, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management

80901/444

dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Questo sostiene il conseguimento della redditività attesa dei progetti nelle fasi di contrazione del ciclo petrolifero.

Per il quadriennio 2015-2018 Eni prevede un programma d'investimenti di €47,8 miliardi, di cui il 90% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, con una flessione di oltre il 17% rispetto al piano precedente a cambi costanti per effetto della maggiore selettività nelle decisioni di spesa e di diverse iniziative di ottimizzazione e riprogrammazione dei progetti con particolare riguardo a quelli sviluppati per fasi. I target produttivi restano sostanzialmente confermati rispetto al piano precedente con un tasso di incremento atteso delle produzioni superiore al 3% medio nell'arco di piano.

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management stima che rispetto allo scenario di riferimento per ogni dollaro/barile di riduzione delle quotazioni del petrolio, la produzione Eni aumenta di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle maggiori attribuzioni nei PSA. Tuttavia tale sensitivity in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente può produrre risultati sensibilmente diversi. L'impatto delle variazioni dei prezzi sui PSA è stato complessivamente trascurabile nelle produzioni e nel calcolo delle riserve del 2014. La sensitivity può cambiare in futuro.

I margini di vendita dei prodotti petroliferi e dei prodotti petrolchimici risentono in maniera più o meno marcata dei movimenti del prezzo del petrolio, in funzione dei ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della carica. Generalmente, in presenza di forti e repentine contrazioni del prezzo del petrolio, i margini di raffinazione e dei prodotti petrolchimici registrano un miglioramento nel breve termine e viceversa.

Nel 2014 l'attività Refining & Marketing Eni ha registrato un miglioramento rispetto al 2013 con perdite operative dimezzate (a -€208 milioni) per effetto della riduzione del costo della carica petrolifera in un quadro di estrema volatilità dei margini e di debolezza dei fondamentali. Nel breve termine è probabile un certo rafforzamento nel trend di recupero del margine di raffinazione; tuttavia il management ritiene che le criticità strutturali del settore dovute all'eccesso di capacità, stagnazione della domanda e pressione competitiva da flussi di prodotto più economico importato da Russia, Asia e Stati Uniti possano limitare gli upside dello scenario. L'attività di distribuzione carburanti in Italia è stata penalizzata dalla prolungata fase di contrazione dei consumi (-2% nel confronto con il 2013) e dall'eccesso di offerta di prodotto che ha indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing. Il management prevede che la domanda di carburanti continuerà su di un trend debole negli anni di piano a causa della lentezza della ripresa economica in Italia. Di fronte alle difficoltà strutturali dell'industria europea della raffinazione, in particolare nell'area del Mediterraneo, e alla

debolezza dei consumi, le prospettive di recupero di redditività del settore Eni Refining & Marketing dipenderanno in misura decisiva dall'efficacia delle azioni di riduzione della capacità di lavorazione, di ottimizzazione e di controllo dei costi e dei consumi energetici. In tale ambito nel 2014 è stata avviata la produzione di biocarburanti della raffineria di Venezia ed è stato definito il piano di rilancio del sito di Gela che prevede la fermata definitiva dell'impianto a carica petrolifera e lo sviluppo di produzioni verdi a tecnologia Eni, in modo analogo al modello adottato per Venezia, nonché la creazione di un moderno hub logistico. Tali azioni, unitamente alla cessione della partecipazione nella raffineria nell'Est Europeo, hanno ridotto di circa il 30% la capacità di lavorazione a ciclo tradizionale basato sulla carica petrolifera, riducendo il livello di break even.

Il settore chimico Eni è notevolmente esposto, oltre che alla volatilità del costo della carica, alla ciclicità della domanda considerata la natura "commoditizzata" del portafoglio prodotti Eni e i fattori strutturali di debolezza dell'industria (basse barriere all'ingresso, eccesso di capacità, forte pressione competitiva). Nel 2014 il business ha continuato a registrare perdite operative a €346 milioni, con un certo miglioramento rispetto al 2013 (+10,4%) a causa della riduzione del costo della carica petrolifera, peraltro in un quadro fondamentale fortemente deteriorato a causa della domanda stagnante e della concorrenza da parte dei produttori asiatici con forte pressione sui margini. Le prospettive di breve/medio termine rimangono sfidanti per effetto della lenta ripresa economica in Italia e in Europa e delle dinamiche competitive, mentre il recupero dei margini per effetto del minore costo della carica è considerato di breve durata. Per contrastare i deficit strutturali del business petrolchimico e recuperare l'equilibrio economico nel medio termine, il management Eni ha avviato una strategia che fa leva sulla progressiva riduzione del peso dei business commodity con la ristrutturazione dei siti industriali meno competitivi. Sarà perseguita la crescita nei segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta nel ciclo negativo, l'espansione internazionale nei mercati in crescita del Sud-Est asiatico e lo sviluppo delle produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempi al riguardo sono il progetto "Chimica Verde" di Porto Torres avviato nel primo semestre 2014 in joint venture con Novamont, che segna l'ingresso di Eni nel settore dei monomeri e intermedi da materia prima vegetale per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti e la contemporanea chiusura di un sito in perdita strutturale. Nell'anno è stata avviata la ristrutturazione del sito di Porto Marghera, che prevede lo sviluppo della produzione di bio-intermedi da oli vegetali in partnership con Elevance Renewable Science Inc e la chiusura definitiva del cracker a carica petrolifera. Il recupero di redditività a medio termine del settore chimico Eni dipenderà in misura decisiva dall'efficacia delle azioni di diversificazione e "turnaround" e dal continuo miglioramento dell'efficienza.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio, considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare lo spending in esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo, e alle incertezze sull'andamento dell'economia globale che frenano le decisioni finali d'investimento e la tempistica di avvio dei progetti da parte dei committenti di impianti. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha adot-

80901/445

tato una strategia di diversificazione del portafoglio di attività puntando ad acquisire un solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e a elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione alla ciclicità del mercato. Questa strategia fa leva sui punti di forza del business, rappresentati dalla disponibilità di mezzi navali di perforazione e costruzione tra i più avanzati al mondo, dalla competenza del personale e dal contenuto locale. Per il 2015, nonostante la prospettiva di uno scenario sfidante a causa del crollo del prezzo del petrolio, il management prevede che l'esecuzione dei progetti di recente acquisizione sosterrà i risultati operativi.

Rischio Paese

Al 31 dicembre 2014, il 79% delle riserve certe di idrocarburi e il 60% degli approvvigionamenti long-term di gas di Eni provengono da Paesi non OCSE, principalmente da Africa, Russia, Asia Centrale e America Meridionale. Questi Paesi sono caratterizzati per ragioni storiche e culturali da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti di Stato, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici; (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Nello scenario corrente, il crollo del prezzo del petrolio rappresenta una criticità per la situazione finanziaria di alcuni Paesi nei quali sono localizzate le riserve di Eni, con l'aumento del rischio default e di conseguenza dell'instabilità politica ed economica. Inoltre le società petrolifere di tali Stati sono in alcuni casi partner di Eni nella conduzione di progetti di sviluppo delle riserve. Un eventuale default sovrano potrebbe compromettere la viabilità finanziaria dei progetti o causare un aumento dell'esposizione di Eni. A tal riguardo si osserva che in diversi progetti Eni finanzia in

base agli accordi contrattuali la first party e quindi eventuali default sovrani avrebbero conseguenze non significative. In aggiunta a questo, negli accordi di JV esistono generalmente "clausole di default" a tutela dei partner non defaulting che prevedono che questi ultimi possano rivalersi sulle quote di produzione dei partner in default o subentrare nei diritti.

Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante.

In Africa Settentrionale è localizzato circa il 27% delle riserve certe di Eni alla data del Bilancio 2014. Diversi Paesi in quest'area e in aree limitrofe del Medio Oriente stanno ancora vivendo la fase di estrema instabilità politica e sociale successiva al periodo chiamato "Primavera Araba", che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Mentre in alcuni Paesi dell'area ci sono segnali di stabilità grazie alla normalizzazione dell'assetto governativo e politico, per altri si ritiene invece che il quadro socio-politico continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il futuro prevedibile.

Nel momento storico corrente la Libia è uno dei Paesi a maggiore rischio politico per Eni. Dopo la rivoluzione del 2011 e la caduta del regime, la frammentarietà del quadro politico che ne ha fatto seguito e le conseguenti tensioni sociali sfociate in disordini, scioperi, proteste e il ritorno del conflitto interno, hanno talvolta comportato interruzioni precauzionali delle nostre attività industriali, com'è accaduto con una certa frequenza nel 2013 e in maniera episodica nel 2014. Nell'anno gli impianti Eni in Libia hanno erogato 239 mila boe/giorno facendo registrare un leggero incremento rispetto al 2013. Il Gruppo è impegnato nel ripristino del plateau produttivo nel Paese dopo i gravi eventi del 2011 che videro il blocco quasi totale delle attività produttive e delle esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi. Il quadro socio-politico in Libia rimane estremamente volatile. Alla luce dei recenti sviluppi geopolitici, il management ha rafforzato le misure di sicurezza e prevenzione presso gli asset Eni nel Paese; a oggi non si sono verificate interruzioni di attività significative.

In Egitto, nonostante un certo rafforzamento del quadro istituzionale, la situazione finanziaria rimane problematica, come evidenziato dalle continue difficoltà delle società petrolifere locali a onorare gli impegni per le forniture di idrocarburi. Tuttavia, in virtù delle consolidate relazioni con le controparti, sono proseguite diverse iniziative commerciali che hanno consentito il rimborso a Eni di un ammontare significativo dei crediti commerciali scaduti maturati fino al 30 giugno 2014 (pari a €1,2 miliardi) portando il totale a fine 2014 a circa €800 milioni. Il management prevede che l'ammontare dello scaduto continuerà a declinare nel corso del 2015 grazie all'entrata a regime delle iniziative già individuate e con il contributo di altre iniziative dedicate alla riduzione dello stesso che saranno intraprese dalle controparti governative.

A questi temi si aggiungono i rischi geopolitici connessi ai rapporti tra l'Occidente e alcuni Paesi del Medio Oriente, oggetto di sanzioni da parte degli USA e dell'UE. La presenza Eni in Iran è ormai marginale, legata al solo recupero dei crediti a seguito del

80901/146

completamento dell'ultimo contratto petrolifero per il quale sono state trasferite le operazioni al partner iraniano (giacimento di Darquain). Eni ritiene che tale attività residua e l'import di greggio iraniano per il rimborso dei crediti in essere verso le controparti di Stato non rappresentino violazioni delle leggi USA e delle risoluzioni UE volte a colpire l'Iran e chiunque conduca affari in Iran o con controparti iraniane.

Altro Paese a rischio per Eni è la Nigeria, dove da alcuni anni si verificano frequenti atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni che coinvolgono le installazioni produttive della Società in particolare nell'area onshore del Delta del Niger, impattando la continuità produttiva. L'intensificarsi di questo tipo di eventi e la loro ricorrenza hanno compromesso la capacità del Gruppo di condurre in sicurezza le attività petrolifere in tali zone. L'incertezza circa l'evoluzione a breve/medio termine del quadro socio-politico in Libia e il venir meno delle condizioni di sicurezza in Nigeria hanno indotto il management ad adottare ipotesi prudenziali nella proiezione dei livelli produttivi Eni in questi due Paesi.

Le tensioni geopolitiche tra Russia e Ucraina in merito alla sovranità sulla Crimea hanno portato all'adozione di importanti misure sanzionatorie nei confronti della Russia da parte degli USA e dell'UE. Tali sanzioni colpiscono principalmente i settori finanziario e della ricerca e produzione di idrocarburi. Circa il 30% degli approvvigionamenti di gas long-term di Eni proviene dalla Russia ed Eni è partner della società petrolifera russa Rosneft in diversi progetti esplorativi nel Mare di Barent russo e nel Mar Nero. Nonostante le misure restrittive prevedano delle esenzioni per i contratti esistenti alla data di adozione, l'ottenimento delle relative autorizzazioni ha modalità e tempi incerti. Il quadro sanzionatorio potrebbe inoltre variare in base all'evoluzione della situazione politica. Sono pertanto possibili ritardi nell'esecuzione dei progetti in corso.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e operativo, compresi quelli riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità d'idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità.

I livelli futuri di produzione d'idrocarburi Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione, l'efficacia delle attività di sviluppo e l'esito delle negoziazioni con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non conseguiva un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

Tra la fase esplorativa di successo e lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve scoperte intercorre di norma un lungo periodo a causa della complessità delle attività di esecuzione dei progetti, che comprendono la definizione degli accordi commercia-

li con i partner industriali dell'iniziativa compresa la First party di Stato, la firma dei contratti gas, l'ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato a un determinato schema di sviluppo delle riserve, la fase di ingegneria di dettaglio e la costruzione di impianti, piattaforme, unità di floating production, centri trattamento, linee di esportazione e altre facilities critiche. Le condizioni esterne rappresentano un fattore di rischio aggiuntivo, considerato che Eni è impegnata nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti sensibili quali l'Artide e il Mar Caspio, dove i fattori ambientali e climatici possono incidere sulla programmazione ed esecuzione delle attività realizzative. Inoltre i giacimenti d'idrocarburi sono talora localizzati in ecosistemi e habitat naturali sensibili (oltre ai citati Artide e Mar Caspio, il Golfo del Messico, il Mare del Nord, il Mozambico e altri) nei quali la necessità di adottare i sistemi più avanzati di monitoraggio e di tutela ambientale e di capacità di risposta nel caso di eventi calamitosi comporta la dilatazione dei tempi di sviluppo e l'aumento dei costi. Pertanto, la redditività dei progetti è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quello sulla cui base il management ha preso la FID e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione. Il management stima che l'industria registra un ritardo medio di circa il 30% nell'avvio dei progetti a causa della crescente complessità tecnologica e logistica che caratterizza l'oil industry, delle difficoltà esecutive dei contratti "chiavi in mano" EPC (engineering, procurement, construction) in particolare per la scarsa qualità della fase di ingegneria di dettaglio e per i ritardi nel commissioning, nonché di strozzature e colli di bottiglia nella capacità produttiva disponibile per la realizzazione degli impianti upstream che comporta continui ritardi di consegna.

Le attività di esplorazione e sviluppo sono esposte ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti. La gravità degli incidenti legati a fuoriuscite d'idrocarburi, esplosioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperatura nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione. Tali rischi sono particolarmente avvertiti nelle operazioni deep offshore, per le quali è oggettivamente più difficile intervenire in caso di incidenti, in modo speciale in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artide (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di perforazione per la ricerca e lo sviluppo d'idrocarburi. Nel 2014 Eni ha derivato circa il 55% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Nell'ambito delle attività di sviluppo, l'adozione negli ultimi anni di alcune mirate azioni strategiche ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente evidenti benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la fasatura dei progetti in accordo alla maturità delle riserve, l'insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali di progetto e l'introduzione del "design freeze", che prevede il congelamento del concept design al termine della concept selection, il miglioramento della qualità dell'ingegneria attraverso la standardizzazio-

80901/447

ne/modularizzazione e l'introduzione della funzione di technical authority. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain garantendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di early production facilities e facilities refurbished) e all'intensificazione del controllo/monitoraggio durante le fasi di execution.

Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare per quanto possibile il rischio blow-out. La Società mantiene un controllo rigoroso sull'analisi del rischio geologico, ingegneria e conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi critici, operati e non operati, di tipologia HP/HT o acque profonde, prevedendo ad esempio passi autorizzativi aggiuntivi per la perforazione di nuovi pozzi, focus sulle tecnologie di produzione (materiali, attrezzature), procedure avanzate di controllo e monitoraggio con la visualizzazione e il trasferimento dei dati in tempo reale presso la sede centrale (Real Time Drilling Center) e il potenziamento dei programmi di training.

I driver fondamentali per la mitigazione di tali rischi sono rappresentati in generale dalla qualità e tipologia degli asset Oil & Gas e dal controllo diretto delle operazioni. Il Gruppo ritiene di possedere un portafoglio di titoli minerari caratterizzato da un contenuto rischio operativo in virtù della loro localizzazione nell'onshore o in acque poco profonde e della bassa incidenza dei pozzi caratterizzati da condizioni di elevata pressione che sono i più rischiosi dal punto di vista operativo. In particolare il Gruppo prevede un'incidenza del 3% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio. La conduzione diretta delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio il management prevede di incrementare la produzione operata lorda del 40% circa rispetto ai livelli correnti a circa 3,8 milioni di boe/giorno con l'obiettivo di ridurre il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E

Le attività industriali di Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura a rischi operativi che possono avere conseguenze dannose per le persone e per l'ambiente. Le cause potrebbero essere guasti tecnici, malfunzionamenti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, collisioni con navi con possibili conseguenze quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas dai pozzi, rilascio di contaminanti, emissioni nocive (v. anche il paragrafo che segue "Rischi specifici dell'attività Oil & Gas"). Tali rischi sono influenzati dalla geografia e dalle condizioni climatiche dei contesti territoriali, dalla presenza di ecosistemi sensibili e di specie protette e dalla complessità tecnica delle attività industriali. Per questi motivi le attività del settore petrolifero sono soggette al rispetto di norme e leggi severe a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale sia da protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, pre-

vedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e degli scarti industriali, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando i gestori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations e delle comunità interessate. L'accadimento di un evento potrebbe comportare rilevanti impatti sulla gestione Eni, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive e sulla reputazione.

Le leggi ambientali impongono l'obbligo a chi inquina di bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque contaminate dai residui delle attività industriali o a seguito d'incidenti. Eni è esposta in misura rilevante a tale rischio in Italia, dove, a eccezione delle attività di ricerca e produzione d'idrocarburi, è concentrata la maggior parte dei siti industriali in produzione o presso i quali ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche, progressivamente dismesse, chiuse, smantellate o riconvertite. Presso questi siti Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (il Ministero dell'Ambiente, enti locali o altri), attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare interventi di bonifica dei terreni e delle falde e di ripristino dell'ambiente. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestione di tali siti, non si può escludere che Eni non possa incorrere in tali ulteriori passività ambientali.

Il Bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali e per i quali è stato possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile, a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrato. È possibile che in futuro possano essere rinvenute nuove passività storiche in relazione ai risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d'interesse in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori e all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso e ad altri fattori di rischio (v. il punto "Regolamentazione in materia ambientale di cui alla nota n. 34 al Bilancio consolidato).

In riferimento alla responsabilità dell'impresa sui reati ambientali inclusi nel D.Lgs. 231/2001, (rif. D.Lgs. 121/2011), per assicurare il controllo sulla possibilità di commissione di tali reati, Eni ha definito strumenti di controllo operativo per valutare i rischi e monitorare la corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili, in tema ambientale. Il rispetto della biodiversità, la salvaguardia dei servizi ecosistemici e l'uso efficiente e sostenibile delle risorse naturali costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze a operare.

Eni ha inoltre definito idonei strumenti di identificazione, valutazione e monitoraggio degli impatti potenziali conseguenti al cambia-

80901/468

mento climatico, alle risorse idriche e alla biodiversità, nonché di valutazione del rischio emergente. Eni è attiva in gruppi di lavoro delle associazioni internazionali di settore (OGP e IPIECA) che mirano a definire linee guida e pratiche operative volte alla riduzione dell'impronta ambientale e sociale delle attività Oil & Gas.

In merito ai cambiamenti climatici, Eni sta dedicando una crescente attenzione sia ai rischi connessi all'evoluzione della normativa internazionale, sia a quelli inerenti gli impatti fisici derivanti dai cambiamenti climatici. Riguardo all'evoluzione normativa, sono in particolare gestiti i rischi di compliance legati all'Emission Trading europeo, all'evoluzione del Quadro normativo europeo su clima ed energia al 2030 e ai negoziati internazionali sull'Accordo post Kyoto. Rispetto a quest'ultimo punto va evidenziata la crescente diffusione internazionale di nuovi schemi di tassazione del carbonio o di trading delle emissioni (rif. Carbon Pricing). Eni valuta e monitora inoltre il rischio idrico e gli effetti degli eventi naturali dei cambiamenti climatici al fine di identificare le migliori strategie di adattamento per l'ambiente e gli asset.

La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. Nel 2014 sono state pubblicate le BAT (migliori tecniche disponibili) per la raffinazione di petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE (IED). L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. Con il D.Lgs. 46/2014 l'Italia ha recepito la direttiva IED (sulle emissioni degli impianti industriali). Negli ultimi anni i principali siti di Eni si sono dotati di sistemi informatici in particolare per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni, e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme. Tali sistemi facilitano anche l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

La criticità della relazione ambiente – salute – comunità emerge non solo in contesti nuovi per Eni, ma anche in quelli caratterizzati da attività industriali ormai radicate sul territorio; tale interesse si è concretizzato in sede europea con l'elaborazione da parte della Commissione di una serie di nuove proposte normative, come il pacchetto sulla qualità dell'aria. In Italia, le autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali a elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA, in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24/04/2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale) emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.

La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici definita nel Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciu-

to come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e nel Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging) ha introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo sia penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione. A luglio 2012 è stata pubblicata la Direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012 sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, destinata ad abrogare e sostituire la direttiva 96/82/CE. In base alla nuova direttiva, entro il 1° giugno 2015 gli Stati membri dovranno adottare le nuove regole per il controllo dei pericoli di incidenti rilevanti. Il provvedimento prevede la riformulazione della classificazione delle sostanze pericolose alla luce degli ultimi regolamenti comunitari, la possibilità di modulare il campo di applicazione della normativa in relazione all'effettiva pericolosità delle medesime, l'ampliamento delle informazioni da mettere a disposizione delle Autorità competenti e del pubblico interessato.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha reso obbligatoria l'adozione di tali sistemi in tutte le sue società che gestiscono un rischio significativo HSE.

Le strategie e le azioni Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente sono realizzate in accordo con quanto stabilito nelle policy aziendali e declinate nella Management System Guideline (MSG) HSE. Il processo descritto nella MSG ha lo scopo di garantire una gestione operativa fondata sul principio della precauzione e che assicuri la massima efficacia nella prevenzione, gestione e controllo dei rischi in ambito HSE. La MSG descrive in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi, disciplina le attività previste nei processi HSE e la loro interazione con gli altri processi aziendali e, mediante una gestione integrata, diffonde metodologie e criteri comuni all'interno di Eni. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance ambientali e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali. Inoltre Eni si è dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico degli indicatori HSE (a cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie:

- technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con la MSG HSE, il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231 Eni;
- certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un ente certificatore);
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- audit finalizzati alla verifica della sicurezza di processo (downstream) o dell'efficacia delle barriere preventive e miti-

80901/669

gative dei rischi di processo (upstream);

- audit per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti).

Eni pone particolare enfasi sulla sicurezza di processo e sull'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica dedicati.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta per limitare i danni in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. È emblematica l'azione di Eni in Nigeria, in cui, a fronte del permanere dei fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti, oltre ad aumentare la sorveglianza diretta sono in corso progetti di ricerca quali l'"Anti-intrusion innovative technologies deployment" volti a sviluppare nuove tecnologie per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft". È anche stata sperimentata positivamente, anche in Italia, la predisposizione di sistemi di monitoraggio in remoto delle condotte per aumentare l'accuratezza della localizzazione degli spill e, di conseguenza, per favorire la tempestività degli interventi di contenimento e riparazione; in Italia se ne prevede l'estensione su varie pipes.

In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Corporate che supporta i settori di business e Società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne a Eni.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e all'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e comunque rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, gli sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente sono coperti in base alle polizze stipulate per oneri per bonifiche, danni a terzi e contenimento del danno fino a un massimo di \$1,1 miliardi per incidenti offshore e \$1,5 miliardi per l'onshore (le raffinerie). A queste si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1 miliardo per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore; \$500 milioni nel caso di noleggio di time charter.

A seguito dell'incidente di Macondo verificatosi nel 2010 nel Golfo del Messico, il Governo statunitense e i Governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Gli Stati Uniti hanno avviato un Sistema di Gestione Ambientale (SEMS) obbligatorio per tutti i gestori; l'industria ha istituito il Centro per la sicurezza in mare aperto a Houston per sostenere la verifica delle pratiche di SEMS. Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System

(HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa.

La risposta internazionale delle oil company a Macondo ha compreso anche l'avvio di alcuni Joint Industry Project (JIP) in ambito di oil spill response. Eni partecipa attivamente ai JIP promossi da OGP e IPIECA e in collaborazione con altre oil companies. Eni sta inoltre sviluppando tecnologie proprietarie volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare; ad esempio il progetto di ricerca CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events) provvederà a validare e industrializzare un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina così come il progetto Blow Stop sviluppa una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

A livello europeo è stata emessa il 12 giugno 2013 la direttiva 2013/30/EU sulla sicurezza delle operazioni Oil & Gas offshore avente lo scopo di sostituire le esistenti legislazioni nazionali e uniformare l'approccio legislativo a livello europeo. Le nuove disposizioni riguardano le installazioni offshore fisse e mobili, produttive o di perforazione, future ed esistenti. La concessione del titolo minerario è subordinata alla valutazione della capacità tecnica e finanziaria dell'operatore di far fronte a incidenti significativi e alle responsabilità legali che ne derivano. L'operatore deve elaborare un Rapporto sui Rischi Significativi per ogni fase rilevante del ciclo di vita dell'asset. È stabilita a livello di Autorità nazionali la separazione delle funzioni aventi competenza su sicurezza e ambiente (Autorità Competente) dalle funzioni che si occupano di sviluppo economico delle risorse naturali e di assegnazione dei titoli minerari. È stabilita la partecipazione pubblica in sede di rilascio delle autorizzazioni delle attività esplorative e l'informazione pubblica per le attività successive.

Eni, in consorzio con le principali major, ha attivato un agreement con Wild Well Control, per l'utilizzo del "Global Subsea Well Containment Equipment" e con Oil Spill Response (OSRL) per lo stoccaggio di 5.000 mc di materiale antinquinamento. L'attrezzatura è in grado di essere trasportata via aerea in tutte le regioni ove Eni ha operazioni deep water. Eni ha inoltre definito specifiche procedure per l'identificazione, gestione e controllo di pozzi critici (HP/HT e deep water).

Inoltre Eni, in virtù del Memorandum of Understanding, siglato ad agosto 2012 con il Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea (REMPEC) e il Department of Merchant Shipping of Cyprus (DMS), sta contribuendo al progetto "Mediterranean Decision Support System for Marine Safety" (MEDESS-4MS) dedicato al rafforzamento della sicurezza marittima tramite la mitigazione del rischio e degli impatti associati agli oil spill nell'area del Mediterraneo che si concluderà nel 2015. In ambito italiano, il legislatore, con il D.Lgs. 128/2010 che modificava l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. 152/2006, tuttora in vigore, ha introdotto alcune restrizioni alle attività di ricerca ed estrazione degli idrocarburi mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso. La nuova norma dispone l'esclusione dal divieto alle attività di ricerca ed estrazione nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle aree costiere protette per le istanze di concessione di coltivazione idrocarburi già formalmente presentate alla data di introduzione del D.Lgs. 128/2010.

80901/450

La Legge n. 134 del 7/8/2012, art. 35 ha confermato il limite delle 12 miglia estendendolo a tutte le coste, specificando che dalle restrizioni sono fatti salvi i procedimenti concessori che erano in corso alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 128/2010 del 2010. L'impatto delle attività del settore Oil & Gas sul territorio è un elemento di interesse degli stakeholder e dei media che chiedono sempre più trasparenza del processo operativo e pongono sempre maggior attenzione all'approccio sostenibile delle imprese. In tutti i contesti in cui Eni opera, il consolidamento delle relazioni con il territorio e con gli stakeholder local è un elemento chiave per lo svolgimento delle proprie attività. Le principali attività di mitigazione del rischio di una percezione negativa da parte degli stakeholder dell'attività svolta da Eni riguardano (i) l'utilizzo e il continuo miglioramento dei sistemi di gestione di sostenibilità e delle procedure di Local Stakeholder Engagement coordinate con i sistemi di gestione ISO 14001 e OHSAS 18001; (ii) il coinvolgimento e la trasparenza nei confronti degli stakeholder, sia a livello internazionale sia nazionale, in merito alle attività di business e sul territorio (es. incontri bilaterali con stakeholder finanziari e non, creazione di nuovi spazi web per specifiche unità/aree geografiche, iniziative di informazione preventiva e comunicazione nei territori di presenza).

Rischi e incertezze associati con il quadro competitivo del settore europeo del gas

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono sfavorevoli a causa della perdurante debolezza della domanda e dell'eccesso di offerta, in un quadro macroeconomico di crescita insufficiente. L'andamento della domanda riflette in particolare la crisi del settore termoelettrico, penalizzato sia dal calo dell'attività produttiva sia dalla competizione da altre fonti: la crescita delle energie rinnovabili e la maggiore economicità del carbone favorita anche dall'abbondanza dei certificati di emissione.

Nel 2014 i consumi di gas hanno registrato una contrazione di circa il 5% in Italia (dato normalizzato; includendo l'effetto climatico sfavorevole, la contrazione si ridetermina in -12%) e in misura analoga in Europa a causa della contrazione nel termoelettrico, dovuta anche al fenomeno contingente di sovrapproduzione idroelettrica. Guardando al futuro, il management non prevede alcun apprezzabile miglioramento dei fondamentali, che rimangono su livelli depressi, e proietta un profilo di crescita della domanda gas sostanzialmente piatta in Italia e in Europa con volumi target al 2018 rispettivamente di circa 70 e 460 miliardi di metri cubi pari a un tasso di incremento medio annuo di circa l'1%. Si osserva che il livello assoluto della domanda europea di gas previsto nel 2018 è inferiore di circa 80 miliardi di metri cubi rispetto al livello pre-crisi registrato nel 2008 a testimonianza di fenomeni di vera e propria "distruzione di domanda". Nel 2008 il consensus di mercato vedeva la domanda gas di lungo termine (2020) pari a circa 100 miliardi di metri cubi in Italia e circa 600 miliardi in Europa. Sulla base di tali previsioni di crescita, rivelatesi ampiamente sopravvalutate, gli operatori europei impegnati nella commercializzazione di gas all'ingrosso (midstreamer) avevano stipulato con i Paesi produttori prospicienti l'Europa (Russia, Algeria, Libia, Norvegia e Paesi Bassi) contratti di approvvigionamento di gas

di lungo termine con clausole take-or-pay con i quali si sono assunti il rischio volume e hanno sostenuto i relativi investimenti di espansione della capacità di importazione delle pipeline.

Le ridotte opportunità di vendita a causa della contrazione della domanda trainata in particolare dal crollo dei consumi termoelettrici, la rivoluzione dello shale gas USA con il conseguente dirottamento di rilevanti flussi mondiali di GNL verso altri mercati e i potenziamenti delle dorsali d'importazione da Russia e Algeria realizzati negli anni pre-crisi e dei terminali di ricezione del GNL hanno modificato in maniera strutturale le dinamiche competitive e gli economics del settore europeo del gas. Gli operatori del gas sono stati spiazzati da un lato dalle rigidità dei contratti di approvvigionamento long-term, dall'altro dallo sviluppo di Hub liquidi favoriti dall'oversupply. Nonostante un certo assorbimento dell'eccesso di GNL grazie alla crescita delle economie asiatiche, i prezzi spot il cui livello è fissato dall'incontro di domanda e offerta hanno evidenziato in questi anni un trend debole a causa del calo dei consumi, della continua pressione competitiva e della progressiva disintermediazione del midstreamer. In tale scenario, i margini del midstreamer sono esposti al rischio del calo dei prezzi, anche in considerazione dei vincoli minimi di prelievo di contratti long-term con clausole di take-or-pay e la necessità di contenere l'impatto finanziario a esse associato che hanno indotto gli operatori in un mercato in contrazione a competere in maniera ancora più aggressiva sulla leva prezzo (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).

Nonostante la debolezza del mercato, il settore Gas & Power di Eni ha registrato nel 2014 l'utile operativo adjusted di €310 milioni con un significativo miglioramento rispetto alla perdita del 2013 di -€638 milioni grazie alla migliorata competitività dovuta alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento long-term. Per effetto delle rinegoziazioni concluse nel 2013-2014, il portafoglio di approvvigionamento Eni è indicizzato per circa il 70% ai prezzi quotati agli Hub, riducendo proporzionalmente il rischio commodity derivante dal diverso mix di indicizzazione dei prezzi di vendita e dei costi d'acquisto che in precedenza erano parametrati al prezzo del petrolio e dei derivati nelle formule "oil-linked" dei contratti di approvvigionamento di lungo termine.

Il management prevede che nei prossimi due-tre anni il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e della crisi del termoelettrico, il permanere di offerta abbondante e la forte pressione competitiva con la conseguente erosione dei prezzi di vendita e dei margini unitari costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business.

In tale scenario il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ridurre i vincoli di prelievo, in forza della previsione statutaria che consente alle parti di rivedere periodicamente i termini essenziali del contratto per incorporare l'evoluzione del quadro competitivo.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le



809011/451

parti, i contratti di norma prevedono la possibilità di ricorso a un arbitrato per la definizione delle controversie, il che rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Poiché alcuni clienti Eni hanno a loro volta chiesto a Eni di rinegoziare i prezzi dei contratti di somministrazione di lungo termine, ne deriva un grado crescente di volatilità e scarsa prevedibilità dei risultati dell'attività Mercato Eni.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti hanno una vita residua media di circa 13 anni con formule prezzo indicizzate per la maggior parte del portafoglio Eni ai prezzi spot e per la porzione residuale al prezzo del petrolio e dei derivati (gasolio, olio combustibile, ecc.). Tali contratti prevedono la clausola di take-or-pay che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity - AMQ) definito contrattualmente, fa scattare l'obbligo in capo a Eni di pagare, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto) del prezzo contrattuale calcolato con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare, nel corso degli anni contrattuali successivi, la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero è variabile: per alcuni contratti i dieci anni successivi, per altri la scadenza del contratto. Al momento del ritiro delle quantità prepagate, Eni paga la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima con riferimento ai prezzi in vigore nell'anno di prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-pay. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), tenuto conto che una porzione importante di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati in funzione dell'andamento della domanda.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato di perdurante debolezza della domanda e di offerta abbondante, la crescente pressione competitiva e i possibili cambiamenti nella regolamentazione del settore costituiscono fattori di rischio potenziale per l'adempimento delle obbligazioni di prelievo minimo stabilite dai contratti di approvvigionamento take-or-pay e l'associata esposizione finanziaria, anche in considerazione dei piani aziendali che indicano vendite stabili o in leggera flessione nel 2015 e negli anni successivi di piano.

In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per contenere l'esposizione take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

Grazie agli esiti delle rinegoziazioni definite nel 2014 e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di prelevare una parte significativa dei volumi di gas prepagati in esercizi precedenti per i quali era sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle

clausole di take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo patrimoniale da €1,9 miliardi alla data del bilancio 2013 a €0,9 miliardi al 31 dicembre 2014, con un beneficio sulla cassa di €660 milioni.

Guardando al futuro, allo stato, sulla base dell'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di gas in Europa, delle proiezioni interne di vendita e di margini unitari nel piano quadriennale, dell'esito probabile delle rinegoziazioni in corso, il management ritiene che i volumi di gas per i quali Eni è incorsa nella clausola di take-or-pay, con conseguente pagamento dell'anticipo prezzo, grazie alla forte accelerazione ottenuta nel 2014 saranno ritirati entro l'orizzonte di piano nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Il Decreto Stoccaggi del 2010 stabilisce la quota di mercato, all'ingrosso detenibile da ciascun operatore che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti. La quota massima consentita è fissata al 40%, elevabile al 55% nell'ipotesi di assunzione dell'impegno vincolante alla realizzazione in Italia, entro cinque anni, di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di "gas release" a prezzo amministrato nei due anni successivi la violazione per volumi di gas complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi.

Eni ha assunto l'impegno alla realizzazione della nuova capacità di stoccaggio consentendo, come previsto dal decreto, la partecipazione alla realizzazione delle nuove infrastrutture/potenziamento di quelle esistenti a clienti industriali, aggregazioni di imprese, consorzi di clienti finali e produttori di energia elettrica. Inoltre, il Decreto Stoccaggi ha previsto che, nel periodo di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, ai soggetti investitori richiedenti fossero riconosciuti i benefici derivanti dalla nuova capacità di stoccaggio come se quest'ultima fosse completamente utilizzabile fin da subito. A decorrere da aprile 2012, i soggetti investitori industriali hanno potuto accedere alle cd. "misure transitorie fisiche" sulla capacità di stoccaggio conferita loro a titolo definitivo e non ancora entrata in esercizio. Tali misure hanno consentito ai clienti investitori di consegnare il gas nel periodo estivo in corrispondenza dei punti TTF, Zeebrugge o Punto di Scambio Virtuale (PSV) ai cd. "stoccatori virtuali" (selezionati dal GSE - Gestore dei Servizi Energetici SpA con apposita procedura aperta), per ottenerlo al PSV nel periodo invernale, e poter così beneficiare del differenziale di prezzo estate/inverno.

I soggetti investitori avevano l'obbligo di offrire tale gas al PSV. Eni si è impegnata a contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici a condizioni economiche definite dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI). Eni ritiene che tale regolamentazione abbia contribuito a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia. A decorrere dall'1 aprile 2015 la nuova capacità di stoccaggio richiesta e confermata dai soggetti investitori è stata integralmente realizzata.

L'AEEGSI, in virtù della legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e de-

80901/462

finisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela. Le decisioni dell'AEEGSI in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini a uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno.

Nel 2013, con la delibera n. 196/2013/R/GAS, l'AEEGSI aveva riformato le tariffe gas a partire da ottobre, introducendo una struttura della tariffa così articolata:

1. Componente materia prima basata al 100% sui prezzi spot in luogo dell'indicizzazione a un paniere di contratti long-term o oil-linked;
2. Contestuale introduzione di componenti compensative, per garantire una gradualità nel passaggio:
 - CCR, componente a copertura dei rischi/costi connessi con le attività di approvvigionamento all'ingrosso che prende in considerazione il passaggio al nuovo modello di approvvigionamento;
 - Componente GRAD, destinata per 3 anni termici a tutti i venditori al dettaglio, con il fine di garantire un passaggio graduale dai prezzi oil-linked ai prezzi legati ai mercati spot (come previsto dalla legislazione);
 - Componente APR, che è una forma di assicurazione proposta su base volontaria ai venditori dotati di contratti di approvvigionamento top di lungo termine, introdotta con la finalità di promuovere una rinegoziazione effettiva dei contratti long-term. Tale meccanismo di durata triennale prevede un conguaglio per cassa con l'obiettivo di ridistribuire tra gli operatori e i clienti eventuali scostamenti significativi tra il costo medio del gas approvvigionato in Italia, basato su formule oil-linked al tempo della riforma, e il prezzo di vendita del gas rilevato all'hub. Nel 2014 Eni ha incassato la prima tranche del meccanismo APR, pari a circa €60 milioni. Tuttavia l'indice di approvvigionamento definito dall'AEEGSI per l'anno termico 2014-2015 considerato il sensibile declino delle quotazioni del greggio potrebbe determinare una posizione a debito a carico Eni fino all'importo massimo di €480 milioni. Tale passività potenziale dipende dalla circostanza che l'indice oil utilizzato dall'Autorità non rappresenta il costo medio di approvvigionamento dell'Eni che in virtù delle rinegoziazioni è indicizzato in misura prevalente ai prezzi hub e pertanto non rifletterà il prevedibile calo dell'indicizzazione oil-linked. In quest'ottica Eni ha prudenzialmente impugnato la delibera dell'AEEGSI che ha ridefinito l'indice di approvvigionamento eccependo l'incongruenza dei risultati e i connessi profili di legittimità.
3. Riforma delle componenti logistiche (attraverso la riduzione della tariffa di trasporto e il rimborso di quella di stoccaggio);
4. Ridefinizione della componente a copertura dei costi commerciali al dettaglio (QVD), con una revisione del rapporto

fisso/variabile, passando a una struttura basata su un'altra percentuale della quota fissa, indipendente dai consumi del cliente, rispetto alla quota variabile (€/mc). Per il 2015 è stato avviato un procedimento per la ridefinizione della QVD a partire da ottobre 2015, ove sono in discussione:

- un'eventuale revisione del rapporto quota fissa/quota variabile (con il rischio che non sia garantita la cost-reflectivity della tariffa);
- l'assessment degli oneri che concorrono a determinare la struttura di costo delle società di vendita e dei rispettivi criteri di copertura tariffaria, con particolare riferimento al fenomeno, in continua crescita, della morosità.

In modo analogo, diversi regolatori in Paesi europei d'interesse Eni hanno adottato provvedimenti finalizzati a introdurre componenti "Hub" nelle formule di aggiornamento delle tariffe di fornitura ai clienti retail e altre misure volte a favorire la liquidità e l'apertura del mercato del gas. Tali provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato rappresentano fattori di rischio e di incertezza per il business gas di Eni; al riguardo il management non esclude la possibilità di impatti negativi sui risultati economici e i cash flow futuri del business gas di Eni.

Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anticorruzione

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) in accuratezza delle stime dovuta al fatto che la stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anticorruzione nonché violazioni del Codice Etico.

Violazioni del Codice Etico e di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anticorruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili e potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.



Evoluzione prevedibile della gestione

80901/453

L'outlook 2015 è caratterizzato dal moderato rafforzamento della crescita economica globale trainata dagli Stati Uniti. Rimangono i rischi relativi alla solidità della ripresa nell'area Euro, all'entità del rallentamento della Cina e di altre economie emergenti e alla stabilità finanziaria. Il prezzo del petrolio è previsto in significativo ridimensionamento rispetto al 2014 a causa dell'eccesso di offerta. Nel settore Exploration & Production il management attuerà iniziative di efficienza e ottimizzazione degli investimenti mantenendo un solido focus sull'esecuzione e il time-to-market dei progetti per attenuare l'effetto negativo del prezzo del petrolio. Negli altri settori correlati al quadro economico europeo, il management prevede uno scenario sfidante a causa di elementi di criticità strutturale dovuti alla debolezza della domanda di commodity, all'eccesso di offerta/capacità e alla pressione competitiva da parte di produttori più efficienti. Il calo del prezzo del petrolio potrà attenuare tali fattori. La difesa della redditività in tali settori farà leva sulla rinegoziazione dei contratti gas, sulla ristrutturazione/riconversione della capacità produttiva legata al ciclo petrolifero e sulle azioni di riduzione dei costi e di ottimizzazione dei margini.

Di seguito le previsioni del management sulle principali metriche dei business Eni:

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2014 a parità di effetto prezzo nei PSA grazie all'avvio di nuovi giacimenti e al ramp-up di quelli avviati nel 2014 in particolare in Angola, Congo, Egitto, Regno Unito, Stati Uniti e Norvegia;
- **vendite di gas:** sono previste stabili rispetto al 2014 escludendo l'effetto della cessione degli asset in Germania e a parità di condizioni climatiche. Il management intende puntare sull'innovazione commerciale sia nel segmento grandi clienti sia in quello retail per contrastare la pressione competitiva considerato il perdurare dell'eccesso di offerta, in particolare in Italia;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in leggera ripresa per cogliere le opportunità di breve termine dello scenario. In aumento le produzioni di biocarburanti grazie all'entrata a regime del progetto green refinery di Venezia;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste stabili in un quadro di domanda debole e forte pressione competitiva facendo leva sulle azioni di marketing volte a sostenere la quota di mercato;
- **Ingegneria & Costruzioni:** in presenza di uno scenario estremamente sfidante, riconducibile al crollo del prezzo del petrolio, l'esecuzione dei progetti di recente acquisizione sosterrà i risultati operativi.

Nel 2015 il management prevede iniziative di ottimizzazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento con conseguente riduzione dello spending rispetto al 2014 (€12,2 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,4 miliardi quello degli investimenti finanziari del consuntivo 2014) in risposta al trend ribassista del prezzo del petrolio; tali azioni avranno un impatto nel complesso limitato sui piani di crescita delle produzioni a breve e medio termine.

80901/454

Azioni proprie e di società controllanti

Al 31 dicembre 2014 le azioni proprie in portafoglio ammontano a n. 33.045.197, pari allo 0,91% del capitale sociale rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, per un valore di libro complessivo di €581 milioni. L'8 maggio 2014 l'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni SpA ha revocato, per la parte non ancora eseguita alla data dell'Assemblea, l'autorizzazione all'acquisto di azioni proprie che era stata deliberata dall'Assemblea il 10 maggio 2013 e ha deliberato l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di n. 363.000.000 azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a €6.000 milioni, comprensivi rispettivamente del numero e del controvalore delle azioni proprie acquistate successivamente alla delibera assembleare di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie del 16 luglio 2012, a un corrispettivo unitario non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione, aumentato del 5% secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'art. 2357 del Codice Civile, il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare terranno conto del numero e dell'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio.

Il programma di riacquisto delle azioni è iniziato il 6 gennaio 2014; alla data del 31 dicembre 2014 sono state riacquistate n. 21.656.910 azioni proprie, pari allo 0,60% del capitale sociale, al costo di €380 milioni a un prezzo medio di acquisto di €17,549 per azione.

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti

Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. In tale anno i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 66 giorni.

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2014 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC-Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc ed Eni Canada Holding Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

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



809011/455

Criteri di reporting

Il sistema di reporting di Eni è strutturato con una logica multi-canale che prevede differenti livelli di approfondimento e differenti modalità comunicative per raggiungere in modo efficace, puntuale e immediato tutti gli stakeholder con i quali Eni si interfaccia.

Proseguendo il suo impegno nella rendicontazione integrata, Eni ha inserito all'interno della Relazione Finanziaria Annuale 2014 un prospetto di indicatori di performance integrata: per ogni obiettivo strategico sono stati valorizzati gli indicatori più significativi di ciascun capitale impiegato da Eni (finanziario, produttivo, intellettuale, naturale, umano, sociale e relazionale) nella realizzazione della strategia aziendale.

Principi di reporting

Il presente prospetto è stato redatto facendo riferimento ai principi di equilibrio, comparabilità, accuratezza, tempestività, affidabilità e chiarezza (principi di rendicontazione), come definiti dal Global Reporting Initiative - GRI nelle "G4 Sustainability Reporting Guidelines".

Gli indicatori di performance, selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono stati raccolti su base annuale; la periodicità di rendicontazione è impostata secondo una fre-

quenza annuale. Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati all'evoluzione delle performance di Eni. I dati relativi agli anni 2012 e 2013 possono differire leggermente da quelli pubblicati in precedenza per effetto del consolidamento dei dati che si sono resi disponibili dopo la pubblicazione dei documenti stessi. Per lo stesso motivo, i dati relativi all'anno 2014 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto.

Perimetro di reporting

Nel presente prospetto sono riportati gli indicatori di performance integrata del periodo 2012-2014. Le informazioni si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento interno coincide con quello del bilancio consolidato 2014, a eccezione di alcuni dati espressamente indicati. Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational (controllo delle operazioni).

I dati dei dipendenti in servizio e i relativi KPI si riferiscono alle sole imprese consolidate con il metodo integrale.

80901/456

Aumento e valorizzazione delle risorse esplorative e crescita della generazione di cassa nell'upstream

			2012	2013	2014
Capitale finanziario	Investimenti tecnici	(€ milioni)	10.307	10.475	10.524
	Opex per boe	(\$/boe)	7,1	8,3	8,4
	Cash flow per boe		32,8	31,9	30,1
Capitale produttivo	Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.166	6.535	6.602
	Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	12	11	11
	Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	147	105	112
Capitale intellettuale	Brevetti in vita (E&P)	(numero)	2.292	2.370	2.016
	Domande di primo deposito brevettuale (E&P)		13	8	15
Capitale umano	Dipendenti in servizio (E&P)	(numero)	11.304	12.352	12.681
	Dipendenti all'estero (E&P)		7.371	8.219	8.147
	- di cui locali		5.834	6.476	6.441
	Dipendenti donne (E&P)		2.146	2.442	2.462
	Numero di assunzioni (E&P)		1.479	1.324	681
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (E&P)	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,23	0,23
	Investimenti e spese in sicurezza (E&P)	(€ milioni)	109	150	100
	Dipendenti coperti da rilevazione del potenziale (giovani laureati ed esperti) - (E&P)	(%)	61	27	21
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) - (E&P)		28	70	62
	Spese in formazione (E&P)	(€ milioni)	24,8	44,4	29,0
Capitale sociale	Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment) - (E&P)	(€ milioni)	59	53	63
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG (E&P)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	28,68	25,90	22,98
	- di cui CO ₂ da flaring		9,46	8,48	5,64
	Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi 100% operata	(tonnellate di CO ₂ eq/tep)	0,23	0,22	0,20
	Volume di gas inviato a flaring	(milioni di metri cubi)	4.506	3.762	2.334
	Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	3.015	1.728	936
	% Acqua di formazione re-iniettata	(%)	49	55	56

Ritorno alla profittabilità strutturale nel settore Gas & Power

		2012	2013	2014	
Capitale finanziario	Utile operativo adjusted	(€ milioni)	398	(638)	310
	Riduzione costi operativi	(%)	9	(10)	(15)
Capitale produttivo	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	95,32	93,17	89,17
	Vendite di GNL		14,60	12,40	13,30
	Clienti in Italia	(milioni)	7,45	8,00	7,93
	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	42,58	35,05	33,58
Capitale intellettuale	Brevetti in vita (G&P)	(numero)	46	56	43
	Domande di primo deposito brevettuale (G&P)		3	0	0
Capitale umano	Dipendenti in servizio (G&P)	(numero)	4.682	4.445	4.136
	Dipendenti all'estero (G&P)		2.626	2.336	2.191
	Dipendenti donne (G&P)		1.442	1.397	1.312
	Numero di assunzioni (G&P)		222	179	88
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (G&P)	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,23	1,43	0,49
	Investimenti e spese in sicurezza (G&P)	(€ milioni)	12,3	8,9	7,1
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) - (G&P)	(%)	74	61	22
	Ore di formazione (G&P)	(numero)	167.975	147.611	92.701
	Spese in formazione (G&P)	(€ milioni)	3,0	2,9	2,2
Capitale sociale	Punteggio di soddisfazione clienti (PSC)	(%)	89,70	82,90	93,4 ^(a)
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG (G&P)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	12,77	11,22	10,08
	Emissioni di CO ₂ eq/kWheq (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	399,03	406,33	408,18
	Energia elettrica prodotta (EniPower)	(TWh)	26,01	23,15	21,05
	Emissioni di NO _x /kWheq (EniPower)	(gNO _x eq/kWheq)	0,16	0,16	0,15
	Emissioni di SO _x /kWheq (EniPower)	(gSO _x eq/kWheq)	0,027	0,017	0,001
	Prelievi idrici / kWh prodotto (EniPower)	(metri cubi/kWheq)	0,01	0,02	0,02

(a) Il valore del PSC 2014 è riferito al primo semestre in quanto alla data di pubblicazione del presente documento l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) non ha ancora pubblicato il dato del secondo semestre.

80901/457

Turnaround dei settori R&M e chimica

		2012	2013	2014	
	Recupero profittabilità (R&M)	(%)	46	[58]	54
	Recupero profittabilità (Versalis)	[77]	20	10	
	Investimenti tecnici nella raffinazione	(€ milioni)	675	462	362
Capitale produttivo	Stazioni di servizio Rete Europa	(numero)	6.384	6.386	6.286
	Capacità bilanciata di raffinazione	(migliaia di barili/giorno)	767	787	697
	Tasso di utilizzo medio impianti Versalis	(%)	66,7	65,3	71,3
Capitale intellettuale	Brevetti in vita (R&M)	(numero)	772	839	662
	Brevetti in vita (Versalis)		3.365	3.474	2.946
	Domande di primo deposito brevettuale (R&M)		7	6	15
	Domande di primo deposito brevettuale (Versalis)		17	10	14 ^(a)
Capitale umano	Dipendenti in servizio (R&M)	(numero)	6.993	6.815	6.156
	Dipendenti in servizio (Versalis)		5.668	5.708	5.443
	Dipendenti donne (R&M)		1.306	1.316	1.144
	Dipendenti donne (Versalis)		588	620	607
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (R&M)	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,74	1,01	0,86
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (Versalis)		1,09	0,57	0,28
	Investimenti e spese in sicurezza (R&M)	(€ milioni)	34	43	31
	Investimenti e spese in sicurezza (Versalis)		117	116	106
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione della performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) (R&M)	(%)	49	48	40
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione della performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) (Versalis)		84	73	61
	Ore di formazione (R&M)	(numero)	265.702	244.279	163.321
	Ore di formazione (Versalis)		253.207	258.927	180.163
	Spese in formazione (R&M)	(€ milioni)	2,8	3,3	2,5
	Spese in formazione (Versalis)		2,6	3,0	1,9
Capitale sociale	Indice soddisfazione clienti (R&M)	(scala likert)	7,90	8,10	8,20
	Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione (R&M)	(numero)	30.438	29.863	24.081
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG (R&M)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	6,06	5,20	5,34
	Emissioni dirette di GHG (Versalis)		3,72	3,69	3,09
	Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati (R&M)	(tonnellate CO ₂ eq/kt)	273,28	251,32	290,67
	Emissioni di SO _x /lavorazioni di greggio e semilavorati (R&M)	(tonnellate SO ₂ eq/kt)	0,77	0,52	0,33
	Emissioni di NO _x (Versalis)	(tonnellate NO ₂ eq)	3.428	3.286	2.450
	Emissioni di SO _x (R&M)	(tonnellate SO ₂ eq)	16.990	10.805	6.091
	Emissioni di NMVOC (Versalis)	(tonnellate)	4.404	3.933	3.508
	Prelievi idrici (Versalis)	(milioni di metri cubi)	1.036	1.004	837
	Percentuale di riutilizzo dell'acqua dolce (Versalis)	(%)	81,6	86,2	87,7

Focus su maggiore efficienza

		2012	2013	2014	
Capitale umano	Variazione del capitale di esercizio	(€ milioni)	3.281	456	2.668
	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		95.034	90.003	86.340
	Giorni di assenza per infortunio sul lavoro - Forza lavoro (totale)	(numero)	13.084	8.627	7.933
	Contenziosi dipendenti (totali)		1.383	1.607	1.355
	Rapporto prevenzione/controversie dei contenziosi dipendenti (totale)		864/1.383	577/1.607	658/1.355
Capitale naturale	Consumo netto di fonti primarie (totale)	(tep)	14.629.243	14.225.297	12.463.585
	di cui: Gas naturale		10.126.614	9.964.105	9.341.204
	di cui: Prodotti petroliferi		4.286.526	4.135.871	3.034.550
	di cui: Altri combustibili		216.103	125.322	87.831
	Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1,56	1,54	1,67
	Energy Intensity Index (R&M)	(%)	76,9	76,3	77,8
	Prelievi idrici (totale)	(milioni di metri cubi)	2.356	2.205	1.878
	Riutilizzo acqua dolce (totale)	(%)	73,4	80,0	81,7

(a) Delle 14 domande di primo deposito brevettuale, un titolo è condiviso tra R&M e Versalis ed è attribuito a quest'ultima.

80901/658

Altre performance rilevanti

		2012	2013	2014
Governance	Membri del CdA di Eni SpA (numero)	9	9	9
	- esecutivi	1	1	1
	- non esecutivi	8	8	8
	- indipendenti ^(a)	7	7	7
	- non indipendenti	2	2	2
	- membri di minoranze	3	3	3
	Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni (%)	8	14	22
Capitale Intellettuale	Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni (%)	15	28	36
	Spese in R&S (totale) (€ milioni)	263	218	199
	Domande di primo deposito brevettuale (numero)	74	59	84
	- di cui depositi sulle fonti rinnovabili	21	28	29
Capitale umano	Brevetti in vita	8.931	9.427	8.225
	Dipendenti in servizio (numero)	77.636	82.093	83.599
	- uomini	64.789	68.505	69.949
	- donne	12.847	13.588	13.650
	Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	39.668	43.121	45.864
	- di cui dirigenti	223	213	201
	- di cui quadri	3.798	4.004	4.096
	- di cui impiegati	19.683	20.522	21.662
	- di cui operai	15.964	18.382	19.905
	Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri) (%)	19	19	20
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,49	0,35	0,31
	Fatality index (infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,10	0,98	0,72
	Investimenti e spese in sicurezza (€ milioni)	364	400	361
	Ore di formazione (ore)	3.132.350	4.348.352 ^(b)	3.207.027 ^(c)
Capitale sociale	Spese in formazione (€ milioni)	55,67	75,91	60,93
	Spese per il territorio (totali) (€ milioni)	91	101	96
	Fornitori utilizzati (totale) (numero)	32.621	34.848	31.555
	Procurato totale (€ milioni)	31.811	32.814	42.800
	Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui Diritti Umani (totale) (numero)	12.471	14.833	19.823
	Audit SA8000 effettuati (totale)	16	23	20 ^(d)
	Ore di formazione sui Diritti Umani (totale)	576	667	700
	Personale security formato sui Diritti Umani	1.008	235	143
Capitale naturale	Contratti di security contenenti clausole sui Diritti Umani (%)	65	84	90
	Emissioni dirette di GHG (totali) (tonnellate di CO ₂ eq)	52.840.365	47.599.206	42.925.895
	Emissioni di NOx (tonnellate di NO ₂ eq)	115.571	103.736	89.916
	Emissioni di SOx (tonnellate di SO ₂ eq)	30.137	27.949	24.891
	Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds) (tonnellate)	49.562	44.027	27.978
	Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale) (tonnellate)	3.548	2.876	2.256
	Numero totale di oil spill (> 1 barile) (numero)	329	386	368
	Volume totale di oil spill (> 1 barile) (barili)	12.428	2803	15.580
	- da atti di sabotaggio e terrorismo	8.669	6.002	14.401
	- operativi	3.759	1.901	1.179
	Prelievi idrici totali (milioni di metri cubi)	2.356	2.205	1.878
	- di cui acqua di mare	2.143	2.002	1.705
	- di cui acqua dolce	189	64	162
	- di cui acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie	25	18	10

(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo statuto di Eni rinvia; ai sensi del Codice di Autodisciplina sono indipendenti 6 dei 9 Amministratori in carica.

(b) Il consuntivo include le attività svolte nel corso del 2013 nell'ambito del progetto Iraq per la controllata Zubair Field Operation Division.

(c) Il consuntivo non include le attività svolte nel corso del 2014 nell'ambito del progetto Iraq per la controllata Zubair Field Operation Division pari a ore 61.764.

(d) Il dato include Audit SA8000 su 8 fornitori / sub-fornitori in Mozambico, Indonesia, Pakistan e Angola e 12 follow-up su Audit SA8000 svolti nel 2013 in Congo, Pakistan, Timor Leste.

809011/459

La trasparenza dei pagamenti

In materia di trasparenza dei pagamenti, Eni, oltre a proseguire nel suo supporto all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), si è attivata per raggiungere un maggior grado di trasparenza, in anticipo rispetto all'entrata in vigore delle norme in materia. In particolare, ritenendo che il coinvolgimento attivo dei governi sia imprescindibile per un buon uso delle risorse estrattive, l'azienda ha preso contatti con tutte le controparti nei suoi contratti upstream per segnalare il suo impegno in materia di trasparenza e per richiedere il consenso alla pubblicazione di tasse, royalty e degli altri pagamenti previsti dallo Standard dell'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) e dalle Direttive Europee.

Pertanto sono di seguito rappresentati i pagamenti ("cash basis") effettuati nell'anno 2014 agli Stati (comprese le amministrazioni

locali e altre agenzie statali) per i Paesi per i quali i relativi governi/autorità locali/controparti governative hanno comunicato il loro consenso alla pubblicazione. I dati sono estratti dalla contabilità Eni e riguardano la parent company e le società controllate consolidate.

I pagamenti relativi alle iniziative petrolifere operate da Eni, se eseguiti anche per conto dei partners, sono riportati al 100%. Non sono riportati i pagamenti eseguiti dagli operatori per conto Eni nelle iniziative petrolifere dove Eni non è operatore.

Le categorie di pagamenti sono coerenti con quelle previste dallo Standard EITI e dalle Direttive Europee. I Paesi oggetto di disclosure contribuiscono con circa il 38% alla produzione Eni 2014 (50% includendo i tre ulteriori paesi aderenti all'EITI riportati in tabella).

(€ migliaia)	Anno	Entitlement riconosciuto allo stato	Entitlement riconosciuto a società di stato	Imposte dirette	Royalty	Bonus	Fees	Altri pagamenti e benefici rilevanti	Investimenti ⁽¹⁾	Ricavi delle vendite di idrocarburi equity ⁽²⁾
Australia	2014			6.337			568		33.654	112.435
Cipro	2014						313	600	94.634	
Ecuador	2014			16.183					32.120	112.606
Gabon	2014						15	1.129	72.379	
Ghana	2014						158	903	30.443	
Indonesia	2014			49.374					625.521	226.943
Iraq	2014			10.109				14.285	360.074	510.413
Italia	2014				327.187		1.928	13.028	923.121	3.028.401
Nigeria	2014	5.749		256.346	242.182		48	25.565	834.474	2.133.497
Norvegia	2014			314.619			13.498		1.366.403	2.070.686
Pakistan	2014			48.667	33.501		423	3.381	107.935	304.479
Regno Unito	2014			188.852			1.364		273.731	1.149.012
Timor Leste	2014	84.510		47.593	2.135		610		92.096	254.001
Vietnam	2014					1.505		424	12.449	
DATI EITI ^(*)										
Kazakhstan ^(b)	2013			405.743				[4.467]		
Mozambico	2012			33.069				156		
Congo ^(b)	2013		35.600	17.810			1.196	19.325		

(*) Accrual basis.

(**) Si riportano i dati degli ultimi rapporti EITI pubblicati con riferimento ai Paesi EITI per i quali non è stato ricevuto da governi/autorità consenso alla pubblicazione dei dati 2014 su base volontaria.

(a) Non include pagamenti effettuati allo Stato da NCOB BV operatore del North Caspian Sea PSA pari a 10.296.119 migliaia di Tenge (KZ) indicati nel rapporto EITI 2013 a fronte di interventi di "Social Development and Local Infrastructure".

(b) Oltre agli importi rappresentati in tabella sono stati riconosciuti ulteriori trasferimenti "in kind" pari a 10.864 mila boe.

Royalty pagate negli esercizi 2012-2014 in Italia

(€ migliaia)	2012	2013	2014
Royalty corrisposte ^(a)	237.517	298.383	327.187
- di cui allo Stato	96.948	138.302	149.454
- di cui alle Regioni	109.949	125.596	130.610
- di cui alla regione Basilicata	77.255	91.862	94.925
- di cui ai Comuni	30.620	34.485	47.123

(a) Il valore include Eni SpA (Exploration & Production), Enimed, Società Adriatica Idrocarburi e Società Ionica Gas.

809011/460

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

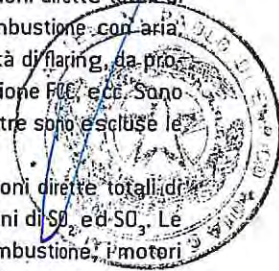
Termini finanziari

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima delle interessenze di terzi aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.
- **Coverage** Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra l'utile operativo e gli oneri finanziari netti.
- **Current ratio** Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.
- **Debt coverage** Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.
- **Profit per boe** Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas Topic 932) e i volumi venduti.
- **Opex per boe** Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas Topic 932) e i volumi prodotti.
- **Cash flow per boe** Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.

- **Finding & Development cost per boe** Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas Topic 932).

Attività operative

- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale; quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00643.
- **Conversione** Processi di raffinazione che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffinazione, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffinazione"; più esso è elevato, più la raffinazione è flessibile e offre maggiori prospettive di redditività.
- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- **Emissioni di NOx (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NOx da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.
- **Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc.
- **EPC (Engineering, Procurement, Construction)** Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi



80901/461

in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

- **EPCI (Engineering, Procurement, Commissioning, Installation)** Contratto tipico del settore delle costruzioni offshore, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).
- **FPSO vessel** Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
- **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4), protossido di azoto (N_2O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF_6). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.
- **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C . Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
- **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
- **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, a una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi e il finanziamento del progetto devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
- **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
- **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

F. G. NARCEGAGLIA EMMA



80901/462

Bilancio Consolidato 2014

122	Schemi di bilancio
130	Note al bilancio consolidato
225	Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC
240	Attestazione del management
241	Relazione della Società di revisione



Stato patrimoniale 80901/463

01.01.2013 ^(a)		31.12.2013 ^(a)		31.12.2014		
Totale	di cui verso parti correlate	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ						
Attività correnti						
7.936		(8)	5.431		6.614	
		(9)	5.004		5.024	
237		(10)	235		257	
28.618	2.594	(11)	28.890	1.869	28.601	1.973
8.578		(12)	7.939		7.555	
771		(13)	802		762	
1.239		(14)	835		1.209	
1.617	8	(15)	1.325	15	4.385	43
48.996			50.461		54.407	
Attività non correnti						
64.798		(16)	63.763		71.962	
2.541		(17)	2.573		1.581	
4.487		(18)	3.876		3.645	
3.453		(19)	3.153		3.115	
5.085		(19)	3.027		2.015	
913	334	(20)	858	320	1.022	239
5.005		(21)	4.658		5.231	
4.398	43	(22)	3.676	42	2.773	12
90.680			85.584		91.344	
516		(33)	2.296		456	
140.192			138.341		146.207	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO						
Passività correnti						
2.032	154	(23)	2.553	264	2.716	181
3.015		(28)	2.132		3.859	
23.666	1.583	(24)	23.701	2.160	23.703	1.954
1.633		(25)	755		534	
2.188		(26)	2.291		1.873	
1.418	6	(27)	1.437	17	4.489	58
33.952			32.869		37.174	
Passività non correnti						
19.145		(28)	20.875		19.316	
13.567		(29)	13.120		15.898	
1.407		(30)	1.279		1.313	
6.745		(31)	6.750		7.847	
2.598	16	(32)	2.259		2.285	20
43.462			44.283		46.659	
361		(33)	140		165	
77.775			77.292		83.998	
PATRIMONIO NETTO						
3.357		(34)	2.839		2.455	
Interessenze di terzi						
Patrimonio netto di Eni:						
4.005			4.005		4.005	
(16)		(154)			(284)	
49.438			51.393		57.343	
(201)		(201)			(581)	
(1.956)		(1.993)			(2.020)	
7.790			5.160		1.291	
59.060			58.210		59.754	
62.417			61.049		62.209	
140.192			138.341		146.207	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

Conto economico

80901/466

		2012 ^(a)		2013 ^(a)		2014	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI							
Ricavi della gestione caratteristica	(37)	127.109	3.622	114.697	3.184	109.847	2.604
Altri ricavi e proventi		1.548	57	1.387	33	1.101	69
Totale ricavi		128.657		116.084		110.948	
COSTI OPERATIVI							
(38)							
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		95.034	6.093	90.003	7.897	86.340	7.382
Costo lavoro		4.640	21	5.301	41	5.337	61
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(38)	(158)	10	(71)	68	145	208
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(38)	13.617		11.821		11.499	
UTILE OPERATIVO		15.208		8.888		7.917	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI							
(39)							
Proventi finanziari		7.208	28	5.732	41	6.459	46
Oneri finanziari		(8.327)	(2)	(6.653)	(85)	(7.710)	(55)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading				4		24	
Strumenti finanziari derivati		(252)		(92)		162	
		(1.371)		(1.009)		(1.065)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI							
(40)							
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		186		222		121	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		2.603		5.863		369	
- di cui plusvalenza da cessione 28,57% di Eni East Africa				3.359			
		2.789		6.085		490	
UTILE ANTE IMPOSTE		16.626		13.964		7.342	
Imposte sul reddito	(41)	(11.679)		(9.005)		(6.492)	
Utile netto - Continuing operations		4.947		4.959		850	
Utile netto (perdita netta) - Discontinued operations		3.732	2.234				
Utile netto		8.679		4.959		850	
Di competenza Eni:							
- continuing operations		4.200		5.160		1.291	
- discontinued operations		3.590					
		7.790		5.160		1.291	
Interessenze di terzi:							
(34)							
- continuing operations		747		(201)		(441)	
- discontinued operations		142					
		889		(201)		(441)	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)							
(42)							
- semplice		2,15		1,42		0,36	
- diluito		2,15		1,42		0,36	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations (ammontari in € per azione)							
(42)							
- semplice		1,16		1,42		0,36	
- diluito		1,16		1,42		0,36	

[a] Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

FG MARCEGAGLIA EMMA

Prospetto dell'utile complessivo

80901/465

[€ milioni]	Note	2012 ^[a]	2013 ^[a]	2014
Utile netto dell'esercizio		8.679	4.959	850
Altre componenti dell'utile complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(34)	(151)	65	(82)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	(34)	2	(3)	3
Effetto fiscale	(34)	53	(40)	22
		(96)	22	(57)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(34)	(716)	(1.871)	5.008
Variazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita	(34)	141	(64)	(77)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(34)	16	(1)	7
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(34)	(103)	(198)	(167)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(34)	8		4
Effetto fiscale	(34)	32	63	30
		(622)	(2.071)	4.805
Totale altre componenti dell'utile complessivo		(718)	(2.049)	4.748
Totale utile complessivo dell'esercizio		7.961	2.910	5.598
Di competenza:				
- azionisti Eni		7.096	3.164	5.996
- interessenze di terzi		865	(254)	(398)
		7.961	2.910	5.598

[a] Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

F.S. MARCEGAGLIA EMMA

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

80901/466

	Patrimonio netto di Eni														
(€ milioni)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2011	4.005	959	6.753	49	(8)		1.421	1.539	(6.753)	42.531	(1.884)	6.860	55.472	4.921	60.393
Modifiche dei criteri contabili (IFRS 10 e 11)														(151)	(151)
Modifiche dei criteri contabili (IAS 19)										(52)			(52)	(9)	(61)
Saldi al 1° gennaio 2012	4.005	959	6.753	49	(8)		1.421	1.539	(6.753)	42.479	(1.884)	6.860	55.420	4.761	60.181
Utile dell'esercizio												7.790	7.790	889	8.679
Altre componenti dell'utile complessivo															
Componenti non riclassificabili a conto economico															
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale						(88)							(88)	(10)	(98)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale														2	2
						(88)							(88)	(8)	(96)
Componenti riclassificabili a conto economico															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								(597)		(104)			(701)	(15)	(716)
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale					138								138		138
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					14								14		14
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(65)								(65)	(1)	(66)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto							8						8		8
					(65)	152	8	(597)		(104)			(606)	(16)	(622)
Utile complessivo dell'esercizio					(65)	152	8	(597)		(104)		7.790	7.096	865	7.961
Operazioni con gli azionisti															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,52 per azione a saldo dell'acconto 2011 di €0,52 per azione)												1.884	(3.768)	(1.884)	(1.884)
Acconto sul dividendo (€0,54 per azione)												(1.956)	(1.956)		(1.956)
Attribuzione del dividendo di altre società														(681)	(681)
Destinazione utile residuo 2011										3.092			(3.092)		
Effetti relativi alla cessione di Snam SpA										371			371	(1.602)	(1.231)
Acquisto di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA e Tigáz Zrt						(4)							(4)	(3)	(7)
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti			(1)						1				1		1
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti							7						7	22	29
			(1)				3		1	3.464	(72)	(6.860)	(3.465)	(2.264)	(5.729)
Altri movimenti di patrimonio netto															
Annullamento azioni proprie			(6.551)							6.551					
Ricostituzione riserva azioni proprie			6.000							(6.000)					
Diritti decaduti stock option										(7)			(7)		(7)
Altre variazioni							(1.140)			1.156			16	(5)	11
			(551)				(1.140)		6.551	(4.851)			9	(5)	4
Saldi al 31 dicembre 2012	4.005	959	6.201	(16)	144	(88)	292	942	(201)	40.988	(1.956)	7.790	59.060	3.357	62.417

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

809011/467

Patrimonio netto di Eni												
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Totale
Saldi al 31 dicembre 2012		4.005.959	6.201	(16)	144	(88)	292	942	(201)	40.988	(1.956)	59.060
Utile dell'esercizio												5.160
Altre componenti dell'utile complessivo												5.160
Componenti non riclassificabili a conto economico												3.357
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(34)						18					18
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale	(34)						(1)					(1)
							17					17
Componenti riclassificabili a conto economico												5
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(34)						(1)	(1.640)		(171)		(1.812)
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	(34)					(62)						(62)
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(34)					(1)						(1)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(34)				(138)							(138)
					(138)	(63)	(1)	(1.640)		(171)		(2.013)
Utile complessivo dell'esercizio					(138)	(63)	16	(1.640)		(171)		5.160
Operazioni con gli azionisti												3.164
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,54 per azione a saldo dell'acconto 2012 di €0,54 per azione)	(34)									(829)	1.956	(1.956)
Acconto sul dividendo (€0,55 per azione)	(34)									(1.993)		(1.993)
Attribuzione del dividendo di altre società												(250)
Destinazione utile residuo 2012										4.707	(4.707)	
Acquisto di interessenze di terzi relative a Tigaz Zrt	(34)							4				4
Versamenti e rimborsi da/ a azionisti terzi	(34)											1
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(34)											1
								4		3.878	(37)	(3.945)
Altri movimenti di patrimonio netto												2.839
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo										(32)		(32)
Diritti decaduti stock option										(13)		(13)
Altre variazioni										(24)		(24)
										(69)		(69)
Saldi al 31 dicembre 2013	(34)	4.005.959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	58.210

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

80901/668

Patrimonio netto di Eni													
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Totale
Saldi al 31 dicembre 2013	(34)	4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	58.210
Utile dell'esercizio													1.291
Altre componenti dell'utile complessivo													1.291
Componenti non riclassificabili a conto economico													
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(34)						(51)						(51)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale	(34)					2							2
						(49)							(49)
Componenti riclassificabili a conto economico													
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(34)						(1)	4.718		232			4.949
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	(34)				(76)								(76)
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(34)					6							6
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(34)				(130)								(130)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(34)						5						5
					(130)	(70)	(1)	5	4.718	232			4.754
Utile complessivo dell'esercizio					(130)	(70)	(50)	5	4.718	232		1.291	5.996
Operazioni con gli azionisti													
"Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,55 per azione a saldo dell'acconto 2013 di €0,55 per azione)"	(34)										1.993	(3.979)	(1.986)
Acconto sul dividendo (€0,56 per azione)	(34)										(2.020)		(2.020)
Attribuzione del dividendo di altre società													(49)
Destinazione utile residuo 2013											1.181	(1.181)	
Acquisto azioni proprie	(34)									(380)			(380)
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi	(34)									(380)			
										1.181	(27)	(5.160)	(4.386)
Altri movimenti di patrimonio netto													(48)
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo										(62)			(62)
Diritti decaduti stock option										(7)			(7)
Altre variazioni								(94)		97			3
								(94)		28			(66)
Saldi al 31 dicembre 2014	(34)	4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.020	(581)	46.067	(2.020)	59.754

809011/469

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2012 ^[a]	2013 ^[a]	2014
Utile netto - Continuing operations		4.947	4.959	850
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(38)	9.645	9.421	9.970
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(38)	3.972	2.400	1.529
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(40)	(186)	(222)	(121)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(875)	(3.770)	(95)
Dividendi	(40)	(431)	(400)	(385)
Interessi attivi		(94)	(142)	(171)
Interessi passivi		808	711	719
Imposte sul reddito	(41)	11.679	9.005	6.492
Altre variazioni		(1.947)	(1.882)	744
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze	(1.402)	350	1.524	
- crediti commerciali	(3.161)	(1.379)	2.344	
- debiti commerciali	2.014	703	(1.253)	
- fondi per rischi e oneri	329	59	(187)	
- altre attività e passività	(1.061)	723	240	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(3.281)	456	2.668
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		17	6	9
Dividendi incassati		930	630	612
Interessi incassati		79	97	112
Interessi pagati		(829)	(942)	(882)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(11.882)	(9.301)	(6.941)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		12.552	11.026	15.110
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations		15		
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.567	11.026	15.110
- di cui verso parti correlate	(44)	(1.117)	(2.911)	(3.203)
Investimenti:				
- attività materiali	(16)	(11.267)	(10.913)	(10.685)
- attività immateriali	(18)	(2.294)	(1.887)	(1.555)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(35)	(178)	(25)	(36)
- partecipazioni	(19)	(391)	(292)	(372)
- titoli		(17)	(5.048)	(77)
- crediti finanziari		(1.542)	(978)	(1.289)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		54	50	669
Flusso di cassa degli investimenti		(15.635)	(19.093)	(13.345)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		1.240	514	97
- attività immateriali		61	16	8
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(35)	3.521	3.401	
- partecipazioni		1.203	2.429	3.579
- titoli		54	36	57
- crediti finanziari		1.431	1.561	506
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		(252)	155	155
Flusso di cassa dei disinvestimenti		7.258	8.112	4.402
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(8.377)	(10.981)	(8.943)
- di cui verso parti correlate	(44)	1.485	(390)	(1.458)

[a] Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

segue **Rendiconto finanziario**

80901/470

(€ milioni)	Note	2012 ^(a)	2013 ^(a)	2014
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(28)	10.506	5.418	1.916
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(28)	(3.961)	(4.720)	(2.751)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(23)	(731)	1.017	207
		5.814	1.715	(628)
Apporti netti di capitale proprio da terzi			1	1
Cessione di azioni proprie diverse dalla controllante		29	1	
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate		604	(28)	
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.840)	(3.949)	(4.006)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(536)	(250)	(49)
Acquisto di azioni proprie				(380)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		2.071	(2.510)	(5.062)
- di cui verso parti correlate	(44)	(93)	119	(99)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(4)	2	2
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(12)	(42)	76
Flusso di cassa netto dell'esercizio		6.245	(2.505)	1.183
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(8)	1.691	7.936	5.431
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(8)	7.936	5.431	6.614

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.



Note al bilancio consolidato

Criteri di redazione

80901/471

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")¹ emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/05². Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei Production Sharing Agreement e dei contratti di buy-back.

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

Il bilancio al 31 dicembre 2014, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 2 aprile 2015, è sottoposto alla revisione contabile da parte della Reconta Ernst & Young SpA. La Reconta Ernst & Young SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

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

Principi di consolidamento

Imprese controllate

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere controllate da Eni.

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

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

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

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere. Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati con il cd. metodo dell'integrazione globale e pertanto sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico. In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Diversamente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione di patrimonio netto consolidato ceduta; (ii) dell'effetto della rivalutazione dell'eventuale partecipazione residua mantenuta per allinearla al relativo fair value; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁴. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

Interessenze in accordi a controllo congiunto

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

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

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività [cd. enforceable rights and obligations] relative all'accordo. Nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successiva-

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

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2014 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo.

(3) Secondo le disposizioni del Conceptual Framework dei principi contabili internazionali: "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".

(4) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati agli utili a nuovo.

80901172

mente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

Partecipazioni in imprese collegate

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto. Le partecipazioni in collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel successivo punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2014", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio. I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

Metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in joint venture e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto⁵.

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, attribuendo l'eventuale differenza tra il costo sostenuto e la quota di interessenza nel fair value delle attività nette identificabili della partecipata in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Successivamente il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione; e (ii) della quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. Le variazioni del patrimonio netto di una partecipata, diverse da quelle afferenti al risultato economico e alle altre componenti dell'utile complessivo, sono rilevate a conto economico quando rappresentano nella sostanza gli effetti di una cessione di un interest nella partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche paragrafo "Principi di consolidamento"). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività finanziarie correnti"), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al successivo punto "Attività materiali". Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area

di consolidamento, le joint venture e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto della rivalutazione dell'eventuale partecipazione residua mantenuta per allinearla al relativo fair value⁶; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁷. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

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

Business combination

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

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value⁸, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method); in alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche il goodwill a loro competenza⁹. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna operazione di business combination.

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

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

(7) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati agli utili a nuovo.

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

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

80901/473

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico. Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta non è allineata al relativo fair value. Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

Operazioni infragruppo

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

Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la moneta funzionale del Gruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Banca d'Italia). Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo¹⁰. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. In tali circostanze, la rilevazione a conto economico della riserva è effettuata nella voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è imputata a conto economico. I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2012	Cambi al 31 dicembre 2012	Cambi medi dell'esercizio 2013	Cambi al 31 dicembre 2013	Cambi medi dell'esercizio 2014	Cambi al 31 dicembre 2014
Dollaro USA	1,28	1,32	1,33	1,38	1,33	1,21
Sterlina inglese	0,81	0,82	0,85	0,83	0,81	0,78
Corona norvegese	7,48	7,35	7,81	8,36	8,35	9,04
Dollaro australiano	1,24	1,27	1,38	1,54	1,47	1,48
Forint ungherese	289,25	292,30	296,87	297,04	308,71	315,54

Criteri di valutazione

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

Attività mineraria¹¹

Acquisizione di titoli minerari

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

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono rilevati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto dal contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è rilevato a conto economico.

I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

⁽¹⁰⁾ La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

⁽¹¹⁾ I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS, come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, ecc.), sono rilevati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono rilevati a conto economico come minusvalenze da radiazione.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

Produzione

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

Production Sharing Agreements e contratti di buy-back

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

Chiusura e abbandono dei pozzi

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

Attività materiali

80901/676

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

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi per rischi e oneri"¹².

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

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene.

Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. successivo punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operations"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente. I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

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

80901/475

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

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

L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti ai settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questi settori rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC (per Gas & Power sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore; per Ingegneria & Costruzioni sulla base della quotazione di mercato); il WACC del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio Paese specifico in quanto il capitale investito del settore si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico Paese. Per gli altri settori, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di

attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo su un'attività immateriale da parte dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

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

Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile¹³, 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. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripristino di valore¹⁴.

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

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

[14] 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.

809011676

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

Le attività immateriali includono inoltre le attività relative agli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato (cd. service concession arrangements) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui il concedente: (i) controlla o regola i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare; (ii) controlla – attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo – qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione. In base ai termini degli accordi, l'operatore detiene il diritto di utilizzo dell'infrastruttura, controllata dal concedente, al fine di erogare il servizio pubblico¹⁵.

Contributi in conto capitale

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

Rimanenze

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su base mensile; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred costs" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred costs stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del

gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i deferred costs stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

Lavori in corso su ordinazione

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore dei lavori in corso su ordinazione nei limiti dei corrispettivi maturati; l'eventuale eccedenza è iscritta nelle passività. Le perdite delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono considerate probabili. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie correnti

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

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

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

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

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

[15] Quando l'operatore ha il diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o altre attività finanziarie da parte del concedente o da un soggetto individuato dal concedente stesso, i corrispettivi ricevuti o da ricevere da parte dell'operatore per le attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura sono rilevati come un'attività finanziaria.

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

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