

un potenziale esplorativo di 2,5 miliardi di boe in place.

In Australia, la scoperta Evans Shoal North-1 nel Mare di Timor ha consentito di individuare un reservoir con 226 miliardi di metri cubi di gas in place.

Acreage acquisito ➤ Rinnovato il portafoglio minerario con l'ingresso in nuove aree a elevato potenziale per una superficie di circa 120.000 chilometri quadrati.

Avvii ➤ In linea con i piani produttivi, nel 2013 sono stati avviati 8 major projects. I principali hanno riguardato i campi MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%) in Algeria, l'impianto di liquefazione Angola LNG (Eni 13,6%), Abo-Fase 3 in Nigeria, il giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%) in Venezuela, il giacimento Skuld (Eni 11,5%) in Norvegia, il giacimento Kashagan (Eni 16,81%) in Kazakhstan e il giacimento Jasmine (Eni 33%) nel Regno Unito. L'avvio dei nuovi giacimenti e le regimazione di quelli in produzione hanno contribuito con 140 mila boe/giorno alla produzione dell'anno.

➤ Crescita organica

+140 mila boe/g il contributo degli start-up/ramp-up dell'anno

Versalis ➤ Nel 2013 Eni, tramite la controllata Versalis attiva nella chimica, ha proseguito il processo di espansione nel settore delle bioplastiche e diversificazione dalla chimica di base, attraverso partnership strategiche con primari operatori nel campo delle biotecnologie e delle gomme, tra i quali Pirelli, Genomatica, Yulex Corporation, Lotte Chemical. Nell'ambito della Chimica Verde sono proseguite le attività per la riqualificazione del Polo di Porto Torres ed è stata raggiunta un'importante intesa sull'avvio del progetto di trasformazione e rilancio del Sito di Porto Marghera.

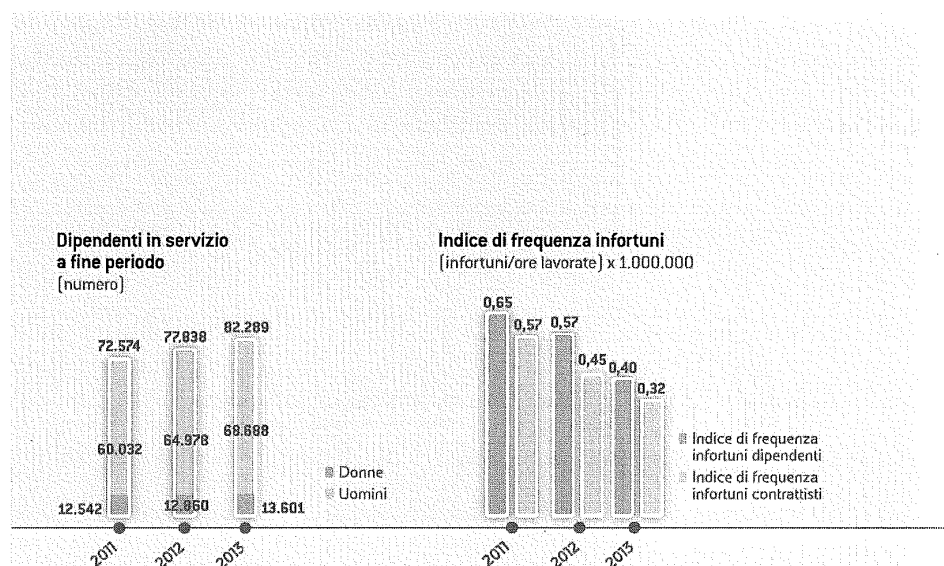
➤ Versalis

Partnership strategiche a livello internazionale

Green Data Center ➤ Eni ha inaugurato, a ottobre 2013, il Green Data Center, che detiene il record mondiale di efficienza energetica. Il Green Data Center ospita i sistemi di elaborazione di Eni, sia di informatica gestionale, sia di elaborazione di simulazione sismica, consentendo una riduzione di 300 mila tonnellate di CO₂ l'anno.

La trasparenza nel corporate reporting ➤ Eni si è aggiudicata, sul campione delle maggiori aziende italiane, il primo posto nella valutazione sulla trasparenza del corporate reporting condotta da Transparency International Italia. Tale valutazione ha considerato le informazioni pubblicate in merito a programmi anti-corruzione, trasparenza organizzativa e Country by Country reporting.

L'impegno con il Massachusetts Institute of Technology ➤ Nel febbraio 2013 Eni ha rinnovato il suo programma di ricerche in campo energetico in partnership con il MIT Energy Initiative (MITEI) con l'obiettivo di sviluppare tecnologie innovative e soluzioni mirate per rispondere alle sfide energetiche del presente e del futuro.



Principali dati economici e finanziari (*)

	2011	2012	2013
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni) 107.690	127.220	114.722
Utile operativo	16.803	15.071	8.856
Utile operativo adjusted	17.230	19.798	12.618
Utile netto ^(a)	6.902	4.200	5.160
Utile netto - discontinued operations ^(a)	(42)	3.590	
Utile netto di Gruppo ^(a)	6.860	7.790	5.160
Utile netto adjusted ^(a)	6.938	7.130	4.433
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.763	12.356	10.969
Investimenti tecnici	11.909	12.761	12.750
Dividendi per esercizio di competenza ^(b)	3.768	3.912	3.986
Dividendi pagati nell'esercizio	3.695	3.840	3.949
Totale attività a fine periodo	142.945	139.878	138.088
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo	60.393	62.558	61.174
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	28.032	15.511	15.428
Capitale investito netto a fine periodo	88.425	78.069	76.602
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€) 16,01	18,34	17,49
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni) 3.622,7	3.622,8	3.622,8
Capitalizzazione di borsa ^(c)	(€ miliardi) 58,0	66,4	63,4

(*) Da continuing operations. Per effetto della cessione del Business Regolati Italia, i risultati del 2012 di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations" e rappresentati in conformità a tale trattamento contabile in tutte le parti della presente relazione.

(a) Di competenza Eni.

(b) L'importo 2013 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

(c) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori reddituali e finanziari

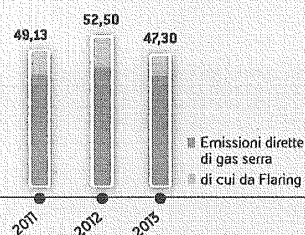
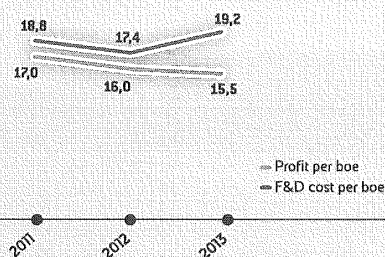
	2011	2012	2013
Utile netto ⁽¹⁾			
- per azione ^(a)	(€) 1,90	1,16	1,42
- per ADR ^{(a) (b)}	(\$) 5,29	2,98	3,77
Utile netto adjusted ⁽¹⁾			
- per azione ^(a)	(€) 1,92	1,97	1,22
- per ADR ^{(a) (b)}	(\$) 5,35	5,06	3,24
Return on average capital employed (ROACE) adjusted ^(c)	(%) 10,2	10,1	5,9
Leverage	0,46	0,25	0,25
Coverage	15,4	11,9	8,9
Current ratio	1,1	1,4	1,5
Debt coverage	51,3	79,8	71,1
Dividendo di competenza	(€ per azione) 1,04	1,08	1,10
Pay-out	(%) 55	50	77
Dividend yield ^(d)	(%) 6,6	5,9	6,5

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

(c) Calcolato assumendo il deconsolidamento di Snam nei periodi di confronto.

(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

Emissioni dirette di gas serra
(mln ton CO₂eq)Profit e F&D cost per boe
[\$/boe]

Principali indicatori di performance

		2011	2012	2013
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	72.574	77.838	82.289
di cui: - donne		12.542	12.860	13.601
- all'estero		45.516	51.034	55.507
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	18,5	18,9	19,4
Ore di formazione	(migliaia di ore)	3.127	3.132	4.350
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,65	0,57	0,40
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,57	0,45	0,32
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,94	1,10	0,98
Oil spill operativi	(barili)	7.295	3.759	1.901
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	49,13	52,50	47,30
Costi di ricerca e sviluppo ^(a)	(€ milioni)	190	211	197
Spese per il territorio ^(b)	(€ milioni)	101	91	101
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.086	7.166	6.535
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	12,3	11,5	11,1
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.581	1.701	1.619
Profit per boe ^(c)	\$/boe	17,0	16,0	15,5
Opex per boe ^(c)		7,3	7,1	8,3
Cash flow per boe		31,7	32,8	31,9
Finding & Development cost per boe ^(d)		18,8	17,4	19,2
Gas & Power				
Vendite gas mondo ^(e)	(miliardi di metri cubi)	96,76	95,32	93,17
- in Italia		34,68	34,78	35,86
- internazionali		62,08	60,54	57,31
Clienti in Italia	(milioni)	7,10	7,45	8,00
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	40,28	42,58	35,05
Punteggio soddisfazione clienti (PSC)	(%)	88,6	89,7	90,4
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	31,96	30,01	27,38
Quota di mercato rete	(%)	30,5	31,2	27,5
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,37	10,87	9,69
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.287	6.384	6.386
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.206	2.064	1.828
Versalis				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	6.245	6.090	5.817
Vendite di prodotti petrolchimici		4.040	3.953	3.785
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	65,3	66,7	65,3
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(€ milioni)	12.505	13.391	10.653
Portafoglio ordini a fine periodo		20.417	19.739	17.514

(a) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(b) Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi assicurativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation.

(c) Relativo alle società consolidate.

(d) Media triennale.

(e) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,61 miliardi di metri cubi (2,73 e 2,86 miliardi di metri cubi nel 2012 e nel 2011).

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Il contesto competitivo

il contesto competitivo

Il mercato e il contesto competitivo

Un mercato in trasformazione

La crescita della domanda di energia si concentra sempre di più nei Paesi emergenti, mentre nei Paesi OECD – in un contesto macroeconomico ancora incerto per l'Europa – procede il ricorso a fonti alternative e al perseguimento di migliori standard di efficienza energetica e ambientale. In forte trasformazione anche il panorama dell'offerta di energia, con il consolidamento di grandi potenziali di risorse di idrocarburi non convenzionali e il rafforzamento del ruolo delle fonti rinnovabili e di una maggiore sensibilità alla mobilità alternativa. Eni ha impostato il proprio piano d'azione, in risposta alle sfide dell'ambiente competitivo, su due pilastri: la crescita del proprio ruolo nell'upstream e il proseguimento di razionalizzazione, rightsizing e modernizzazione del mid-downstream nei mercati di presenza europei, valutando selettivamente lo sviluppo delle attività sui mercati extraeuropei a maggiore crescita prospettica.

Accesso a nuovi temi esplorativi, rimpiazzo della base produttiva e diversificazione del rischio

La rivoluzione energetica causata dallo sviluppo delle risorse unconventional USA ha rivitalizzato l'interesse dell'industria per aree considerate mature, ma che tornano a manifestare un elevato potenziale e che – in un contesto di accresciuta instabilità politica di taluni Paesi produttivi – presentano invece un profilo di rischio ridotto. In contemporanea, sono stati identificati importanti hot spot esplorativi in nuove aree del mondo quali Ghana, Africa Orientale e Mar Mediterraneo Orientale.

Il dinamismo delle economie emergenti e delle NOCs di Paesi consumatori e le collaborazioni con le NOCs di Paesi produttori

Le prospettive di crescita delle economie emergenti rimangono positive e l'aumento della domanda si concentrerà in queste aree. Ciò si riflette nel ruolo da protagonista assunto dalle NOC dei Paesi consumatori, attraverso operazioni di M&A e attraverso accordi di fornitura con compagnie e Paesi produttori. Questo determina maggiore pressione competitiva e impone alle IOC la ricerca di nuovi strumenti di accordo e cooperazione. Sul fronte dei Paesi produttori, l'evoluzione dei rapporti di forza obbliga tutti gli attori coinvolti a ripensare al proprio modello di business e al tipo di relazioni intessute con le autorità locali, che devono rimanere improntate a una collaborazione di lungo periodo.

La crisi del sistema europeo

Allo stesso tempo, il lento recupero dalla crisi economica europea, le politiche di efficienza e il cambiamento degli stili di consumo, prospettano per il futuro una sostanziale stabilità della domanda di prodotti e gas in un contesto di sovraccapacità di raffinazione e di accresciuta concorrenza in un mercato del gas penalizzato dall'elevata esposizione a contratti di lungo termine.

Complessità e gestione sostenibile del business

Resta prioritario l'impegno per garantire la sicurezza della forza lavoro, minimizzare il consumo di risorse naturali e l'impatto ambientale e più in generale degli ecosistemi delle operazioni. Al contempo, diviene più complessa la produzione di una parte delle risorse, quelle localizzate in aree remote – come l'Artico – o che richiedono tecnologie più sofisticate per la sua produzione (unconventional e deepwater).

Le risposte di Eni

Nuove iniziative esplorative anche a fini di diversificazione geografica, ribilanciamento del rischio di portafoglio e fra giant e near field (high and low risk/reward);
Solida base di progetti long plateau/long-term cash flow;
Monetizzazione delle scoperte effettuate negli ultimi anni;
Nuove iniziative in bacini non convenzionali;
Continuo miglioramento tecnologico e internalizzazione competenze PM e ingegneria per migliore controllo rischi su execution progetti complessi.

- Consolidamento presenza nell'upstream attraverso accordi con NOC in aree ad alto potenziale (es. Cina);
- Solida struttura di governance e rafforzamento cultura integrità;
- Modello Eni di contributo allo sviluppo locale dei Paesi produttori;
- Attenzione a progetti sociali e local content;
- Nel downstream crescita selettiva nei mercati emergenti e consolidamento delle partnership con NOCs asiatiche.

- Trasformazione del modello di business nel midstream e focus su seguenti premium;
- Ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento gas con relativa razionalizzazione costi di logistica;
- Razionalizzazione della presenza in Paesi/attività non core;
- Riduzione della capacità di raffinazione: razionalizzazione, riconversioni (bioraffineria), aumento flessibilità nelle lavorazioni;
- Presidio delle opportunità di business emergenti nelle fonti alternative per il settore trasporti (CNG/GNL, biofuel) e sviluppo di iniziative per la smart mobility;
- Prosecuzione del piano turnaround e internazionalizzazione per la chimica con focus su Chimica Verde.

- Focus tecnologico per minimizzare impatto ambientale e garantire uso responsabile delle risorse;
- Impegno costante all'aumento della sicurezza delle persone e delle operazioni;
- Attenzione a impatti sociali e di sviluppo economico dei Paesi di presenza;
- Gestione integrata del rischio anche attraverso lo sviluppo di un più efficace sistema di controllo dei rischi.

Risultati	Obiettivi al 2017
Risorse scoperte	
1,8 miliardi di boe	0,8 miliardi di boe/anno
Monetizzazione scoperte	
oltre €4 miliardi (28,57% Area 4 in Mozambico e asset minori)	€9 miliardi (include Artic Russia)
Avvii produttivi	
8 progetti	26 principali progetti
140 mila boe/giorno il contributo alla produzione anno	500 mila boe/giorno il contributo alla produzione al 2017
Flusso di cassa netto da attività operativa	
€11 miliardi	+55% vs 2013
Congo: Progetto Integrato Hinda	
55% della realizzazione	100% ed eventuali attività complementari
Sistema di gestione della sostenibilità nelle consociate E&P	
Emissione MSG "Sustainability Stakeholder engagement & Community Relations"	Almeno 4 consociate certificate compliant agli standard internazionali
Rinegoziazione portafoglio di approvvigionamento gas	
Rinegoziato 85% del portafoglio	100% del portafoglio allineato alle condizioni di mercato
Riduzione costo di approvvigionamento	
€1,4 miliardi	≈ €2 miliardi/anno nel 2014-2016
Riduzione della capacità di raffinazione	
-13%	-22%
Recupero acque di produzione	
55%	70%
Energy savings nella raffinazione e nella chimica	
-229 mila tep/anno vs 2010	-400 mila tep/anno vs 2010
Gas inviato a flaring	
-65% vs 2007	-83% vs 2007

definire le strategie per cogliere le opportunità del mondo dell'energia

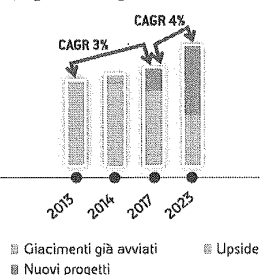
Eni Relazione Finanziaria Annuale / La nostra strategia

la nostra strategia

2014-2017 Principali target

- Produzione di idrocarburi:
+3% medio annuo
- **Breakeven** nel 2015 nei
business **mid-downstream**
- Flusso di cassa:
+40% nel 2014-15;
+55% nel 2016-2017
- Piano di investimenti tecnici:
-5% vs piano 2013-2016
- Incassi da dismissioni:
€9 miliardi

Crescita della produzione
(migliaia di boe/giorno)



[1] Rapporto tra cash flow (utile netto + ammortamenti) e cost incurred (investimenti di esplorazione e sviluppo + acquisti di riserve certe e non certe).

L'anno 2013 è stato connotato dall'accresciuta instabilità politica in alcuni paesi di attività upstream e dalle difficili condizioni dei mercati mid-downstream in Europa, e particolarmente in Italia, in termini di debolezza strutturale della domanda e del contesto competitivo difficile caratterizzato dall'assenza di profittabilità.

Per rispondere al suddetto quadro di riferimento deteriorato, sono state individuate una serie di azioni che si ritiene consentiranno ai business Eni di ottenere performance solide, pur assumendo marginali miglioramenti di scenario e la proiezione di profili produttivi prudentiali nei principali paesi a rischio (Libia, Nigeria e Algeria).

Le principali linee guida strategiche sono lo sviluppo dell'upstream, le azioni di turnaround del mid-downstream, il progressivo recupero di Saipem e l'attività di monetizzazione degli asset esplorativi non core. Rispetto al 2013 si prevede una robusta generazione di cassa, in crescita del 40% nel biennio 2014-2015 e del 55% nel biennio 2016-17, che consentirà di mantenere il leverage al di sotto del limite di 0,30, di sostenere la manovra di investimenti (€54 miliardi) e di garantire una crescente remunerazione degli azionisti anche tramite lo strumento flessibile del buyback, allo scenario di prezzo di 90 \$/bl nel 2017.

Il modello di sviluppo del settore **Exploration & Production**, caratterizzato dalla presenza in progetti convenzionali, di grandi dimensioni e da una struttura efficiente dei costi di sviluppo, ha tratto una nuova spinta dai rilevanti successi esplorativi che si sono dimostrati una efficiente ed efficace modalità di accrescimento della resource base, un driver di aumento della produzione/diversificazione del portafoglio, nonché un volano della generazione di cassa attraverso la monetizzazione di parte delle scoperte effettuate.

Il piano riguarda una robusta e crescente generazione di cassa, una crescita della produzione ribilanciando il profilo di rischio del portafoglio, un aumento delle risorse grazie all'attività esplorativa, dove Eni ha un "track record" di eccezionali risultati negli ultimi anni, da ottenersi con un livello degli investimenti inferiore del 5% rispetto al piano precedente. Nell'orizzonte di piano è attesa una crescita del cash flow operativo pari a circa il 5% in media annua allo scenario di prezzo Eni che, combinata con il mantenimento di un livello di investimenti costante, consentirà di raggiungere un self financing ratio¹ medio di circa il 140%. La robusta generazione di cassa è il risultato della crescita delle produzioni effettuata attraverso linee organiche, della preponderante presenza su temi convenzionali, dell'approccio per fasi all'investimento nei progetti "giant", del contenuto time-to-market e delle attività di production optimization.

Il tasso di crescita medio delle produzioni è atteso pari al 3% nell'arco di piano e sarà sostenuto dallo sviluppo in aree core (tra cui Africa Sub-Sahariana, Venezuela, Barents Sea, Kazakhstan) con la possibilità di sfruttare i vantaggi legati all'approfondita conoscenza geologica delle zone, alle sinergie tecnico produttive e alle consolidate relazioni con i Paesi produttori.

Significativo il contributo dei nuovi campi con l'avvio di 26 principali progetti, tutti derivanti dall'attività di esplorazione e principalmente operati, tra cui Gohat nel Mare di Barents, il

Blocco 15/06 West Hub in Angola, gli asset venezuelani a gas e olio pesante, lo sviluppo olio di OCTP in Ghana e Jangkrik in Indonesia, che nel 2017 produrranno oltre 500 mila barili giorno, sostenendo la crescita e il rimpiazzo delle produzioni mature.

Dal 2008 sono state scoperte circa 9,5 mld di boe di risorse, principalmente convenzionali e a costi competitivi, che rappresentano più del doppio di quanto prodotto; anche per il periodo di piano si conferma il forte impegno nell'esplorazione quale elemento portante della strategia di sviluppo di lungo periodo. L'attività esplorativa continuerà ad essere basata sul bilanciamento tra attività high risk - high reward e attività near field con l'obiettivo di scoprire circa 3,2 mld di boe di nuove risorse ad un costo unitario pari a circa \$2,2 per boe. Tali scoperte saranno valorizzate sia attraverso il loro sviluppo sia attraverso la diluizione della partecipazione, come già fatto per il Mozambico, al fine di anticipare la monetizzazione della scoperta e diluire il rischio execution e finanziario.

La crescita sarà associata alla gestione e mitigazione dei rischi, attraverso la diversificazione geografica, la minimizzazione del time-to-market, l'internalizzazione/sviluppo delle competenze di project management ed ingegneria, il mantenimento di un elevato livello di operatorship e il contributo allo sviluppo locale (accesso all'energia, istruzione, sanità). A tal proposito proseguirà l'impegno di Eni per favorire l'accesso all'energia in Africa Sub-Sahariana (tra cui Mozambico, Nigeria, Ghana, Congo). La strategia di Eni prevede la realizzazione di centrali elettriche e di infrastrutture di trasporto e di distribuzione di gas naturale oltre a sistemi isolati (off-grid), per fornire energia elettrica alle comunità remote.

Nonostante l'impegno Eni nel mantenere relazioni di lungo termine con gli Stati detentori delle riserve, il rischio di interruzioni dell'attività produttiva a causa di fenomeni di instabilità civile e politica rappresenta un fattore ineliminabile per una Compagnia upstream. Gli eventi in Libia, Nigeria e Algeria con un impatto sulla produzione annua stimato in circa 110 mila barili/giorno di perdita di output hanno indotto il management ad assumere profili produttivi prudenziali fino al 2015 in questi tre importanti paesi.

La capacità esecutiva dei contrattisti rappresenta da anni uno dei maggiori rischi per la redditività dei progetti di sviluppo realizzati secondo lo schema EPC. Eni ha adottato scelte organizzative importanti per la mitigazione di tale rischio imperniata sull'esecuzione diretta della fase di ingegneria, il coordinamento della fase di costruzione e la supervisione con proprio personale del commissioning e allacciamento delle facility di produzione. In questo modo il management stima che il complesso dei progetti in fase di avvio nel prossimo quadriennio abbia un contenuto rischio di ritardo e cost overrun.

Con particolare riferimento ai rischi operativi legati alla perforazione, Eni applica procedure basate su tecnologie e know-how proprietari con le quali sono supervisionate tutte le fasi di progettazione ed esecuzione dei pozzi. L'altro driver di mitigazione è il controllo diretto delle operazioni. L'eccellenza nella conduzione delle operazioni di pozzo ha consentito a Eni di chiudere il decimo anno consecutivo senza incidenti di blow-out.

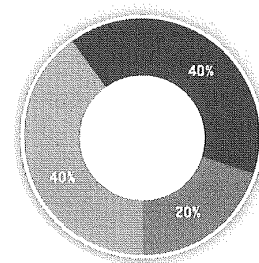
Altrettanto rigorosa è la pianificazione delle risposte di emergenza nel caso di incidenti e sversamenti di petrolio o fuoriuscite di gas.

La gestione dei rischi ambientali in particolare quello relativo alle emissioni di GHG e il depauperamento delle risorse saranno mitigati grazie a nuovi investimenti per ridurre il gas bruciato in atmosfera e progetti di recupero delle acque di produzione.

Si segnalano i progetti di re-iniezione dell'acqua in Egitto, Nigeria, Tunisia, Iraq, Angola, Ghana, Norvegia e Congo che si stima consentiranno un recupero fino al 70% delle acque totali prodotte nel 2017, rispetto al valore del 55% registrato nel 2013.

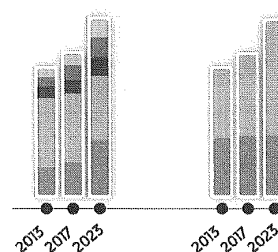
L'innovazione tecnologica sarà un volano di crescita e creazione di valore attraverso lo sviluppo di tecnologie proprietarie applicabili in ambienti estremi e il trasferimento sul campo di tecnologie innovative finalizzate all'incremento della sicurezza delle operazioni; nel quadriennio 2014-2017 si prevede una spesa in ricerca ed innovazione tecnologica di circa €500 milioni (su un totale Eni di €1,2 miliardi).

Esplorazione



■ Near field
■ Bacini proven
■ Aree di frontiera

Diversificazione produttiva (migliaia di boe/giorno)

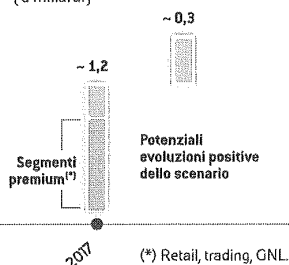


■ Africa Sub-Sahariana
■ Nord Africa e Medio Oriente
■ Europa
■ Russia/Area Caspio
■ America
■ Asia Pacifico
■ Onshore
■ Acque poco profonde
■ Acque profonde

Eni Relazione Finanziaria Annuale / La nostra strategia

➤ Ristrutturazione G&P

- **Rinegoziazione** del portafoglio di approvvigionamento
- **Focalizzazione** su segmenti premium

EBITDA pro-forma adjusted
(€ miliardi)

Nel settore **Gas & Power** il mercato conferma il calo strutturale della domanda a causa della competizione da altre fonti, la generalizzata situazione di oversupply in Europa e il rafforzamento del ruolo degli hub, sempre più liquidi. In tale contesto fattori critici di successo sono la capacità di presidiare gli scambi all'hub, di valorizzare la flessibilità del proprio portafoglio di asset e contratti e di sviluppare prodotti innovativi per adeguarsi al crescente grado di sofisticazione della domanda.

Prioritaria è la crescita della generazione di cassa e il ritorno alla profittabilità che sarà perseguita attraverso l'adozione di un piano di turnaround basato sulle seguenti direttrici d'intervento: (i) ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento finalizzata al riallineamento della posizione di costo al mercato e alla minimizzazione degli impatti take-or-pay attraverso la leva degli arbitrati e dei negoziati; (ii) focalizzazione sui segmenti a valore aggiunto, quali il GNL, attraverso una maggior integrazione con l'upstream e l'aumento delle vendite nei mercati a premio, il trading, attraverso la valorizzazione degli asset fisici e contrattuali in portafoglio, nonché lo sviluppo della base clienti retail; (iii) la ristrutturazione del business B2B attraverso offerte commerciali basate su prodotti innovativi, azioni di efficienza ed integrazione con le competenze di Trading; (iv) revisione della macchina operativa in termini di standardizzazione dei processi e riduzione dei costi.

Si prevede che le azioni di turnaround consentiranno il ritorno alla profittabilità del business a partire dal 2015, traguardando €1,2 miliardi di ebitda proforma adjusted nel 2017.

In ambito R&D, Eni mira a valutare l'applicazione di tecnologie avanzate di GNL su piccola scala in termini di potenziale impatto sull'incremento dei consumi di gas naturale nel settore industriale e commerciale, e punta a valorizzare gli sviluppi tecnologici relativi a un impiego efficiente dell'energia nel mercato mid e retail (cogenerazione, stoccaggio di energia, smart metering e integrazione con le fonti rinnovabili).

➤ Ottimizzazione della capacità di raffinazione

- **Sannazzaro:** start-up dell'impianto EST
- **Venezia:** start-up dell'impianto Green Diesel Plant
- **Gela:** fermata della linea di produzione di benzina
- Ulteriori ottimizzazioni

Nel settore **Refining & Marketing** sono state lanciate azioni integrative rispetto al precedente piano per fronteggiare l'ulteriore deterioramento dello scenario che nel 2013 ha fatto registrare margini di raffinazione ai minimi storici, con valori anche negativi nell'ultima parte dell'anno. Nell'attività di raffinazione sono state identificate le seguenti linee d'azione: (i) riassetto e ottimizzazione attraverso operazioni di razionalizzazione e di riconversione dei processi (biorefinery a Venezia, ristrutturazione di Gela) puntando ad una riduzione del 22% della capacità di raffinazione nell'arco di piano; (ii) aumento della flessibilità di lavorazione di slate greggi e semilavorati alternativi, garantendo la massima integrazione dei processi e l'ottimizzazione delle produzioni in ragione delle specifiche condizioni del mercato; (iii) miglioramento dell'efficienza e implementazione di progetti di energy saving. In questo ambito sono pianificati per i prossimi quattro anni progetti per migliorare l'efficienza degli impianti e interventi di natura gestionale, che prevedono un risparmio energetico a regime di 114 ktep/anno.

Nelle raffinerie di Gela e Sannazzaro i progetti per miglioramenti nell'utilizzo e nel recupero delle acque reflue mediante "water reuse" consentiranno a regime di evitare prelievi idrici per circa 5 milioni di metri cubi.

Nell'attività di marketing obiettivo prioritario è il consolidamento nella presenza nel mercato dei carburanti attraverso: (i) l'incremento dell'efficienza (chiusura di punti vendita marginali), sviluppo delle attività non-oil e potenziamento della distribuzione di GPL e metano, nel mercato retail; (ii) la difesa della posizione, anche sfruttando le opportunità di mercato derivanti dalle chiusure di raffinerie di terzi, nel mercato wholesale; (iii) il lancio di attività innovative, con lo sviluppo di nuovi prodotti (GNL nei trasporti) e di servizi avanzati (smart mobility).

Sulla base delle suddette iniziative, nel quadriennio 2014-2017, si attende una crescita dell'EBIT adjusted a scenario costante (base 2013) del settore raffinazione e marketing di oltre €0,7 miliardi.

In ambito R&D, Eni mira a portare su scala dimostrativa nel primo biennio di piano la tecnologia T-Sand e la tecnologia Zero-Waste, e definire le soluzioni tecnologiche per l'impiego di biomasse di seconda generazione nella produzione di biodiesel presso la raffineria di Venezia.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / La nostra strategia

La **Chimica** Eni è stata penalizzata da una forte contrazione della domanda di mercato e dalla pressione competitiva soprattutto nei business "commodity" e a più basso contenuto tecnologico. In tale contesto il Piano 2014-2017 prevede: (i) ottimizzazione/razionalizzazione dei siti critici italiani, unita ad una maggiore integrazione, ottimizzazione e flessibilità delle produzioni, con l'obiettivo di conseguire una posizione di costo più adeguata ed efficiente; (ii) rifocalizzazione su produzioni a più alto valore aggiunto, il potenziamento selettivo della piattaforma tecnologica sugli Elastomeri e in parte Stirenici, l'ampliamento della gamma specialties, lo sviluppo di nuove filiere produttive di chimica verde a ridotto impatto ambientale ed elevato tasso di crescita della domanda, in particolare nei siti da riconvertire; (iii) internazionalizzazione del business per presidiare clienti sempre più globali e mercati caratterizzati da più elevati tassi di crescita anche attraverso alleanze strategiche.

Gli interventi di efficienza energetica programmati nei siti di Porto Marghera e Porto Torres consentiranno un risparmio energetico a regime di 44,5 ktep/anno.

Nel quadriennio si prevede una spesa di circa €3,3 milioni per proseguire le attività definite con gli accordi e le convenzioni stipulati con soggetti pubblici e privati del territorio, al fine di attuare progetti di riconversione dei siti critici che comportano anche la salvaguardia e lo sviluppo dell'occupazione e dell'economia locale.

Sulla base delle suddette iniziative, nel quadriennio 2014-2017, si attende una crescita dell'E-BIT adjusted a scenario costante (base 2013) della Chimica di circa €0,5 miliardi.

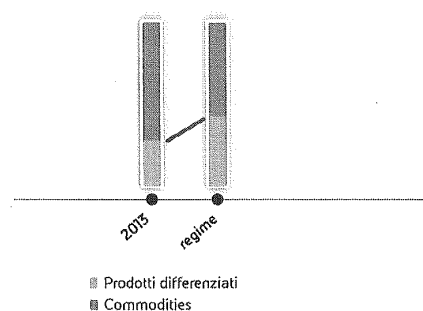
Nel settore **Ingegneria & Costruzioni** il 2013 è stato un anno complesso a causa delle difficoltà registrate in diversi progetti E&C soprattutto nei segmenti E&C Onshore e Offshore. Ciò nonostante, Saipem prevede di tornare alla profittabilità già dal 2014 e migliorare gradualmente la marginalità negli anni successivi grazie al completamento dei residui progetti a marginalità bassa, la maggiore disciplina commerciale e gli investimenti recentemente completati, che rafforzano il business model di Saipem in aree geografiche e in segmenti di mercato strategici. In ambito R&D, Saipem mira a: focalizzare le attività di innovazione della business line E&C offshore su tecnologie per ultra-deep water, subsea processing, e per la posa di trunkline in condizioni estreme; rafforzare, nel campo delle tecnologie della business line E&C onshore, la competitività delle tecnologie licenziate e migliorare il know-how produttivo con particolare attenzione agli aspetti ambientali e di riduzione delle emissioni; sviluppare metodologie/tecnologie innovative nel campo delle perforazioni offshore ed onshore.

Riduzione capacità produttiva
del 5% nel quadriennio

Rifocalizzazione su produzioni
ad alto valore aggiunto

Internazionalizzazione

Mix produttivo Versalis



Recupero marginalità
commesse a partire dal 2014

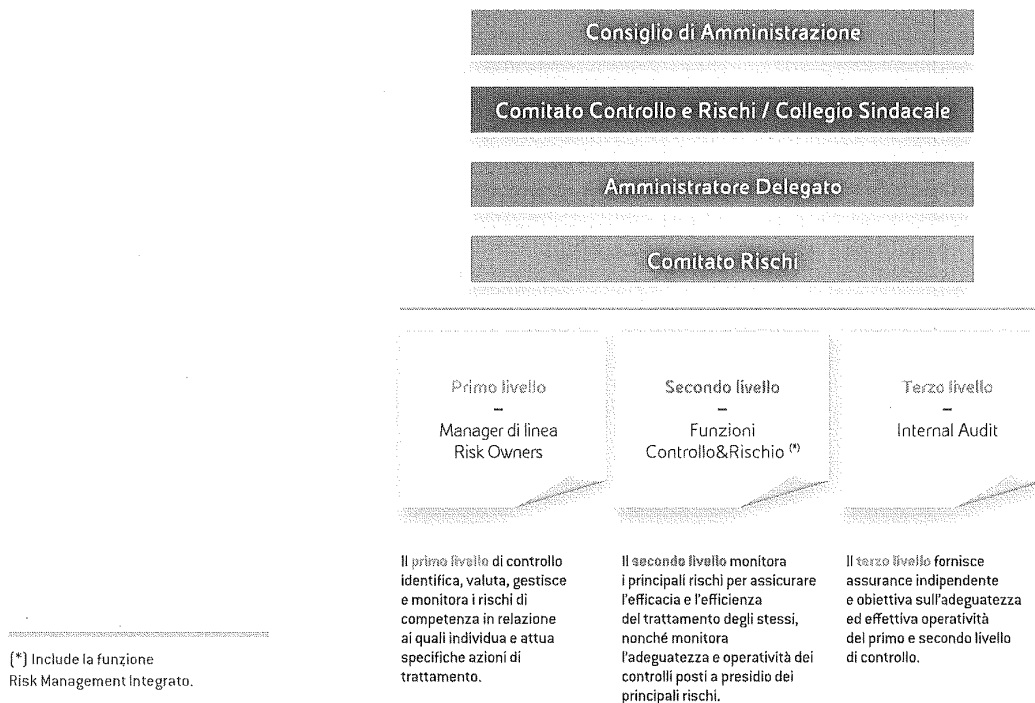
Eni Relazione Finanziaria Annuale / Risk Management

risk management

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) che persegue l'obiettivo di conseguire una visione organica e complessiva dei principali rischi¹ aziendali, una maggiore coerenza delle metodologie e degli strumenti a supporto del risk management e un rafforzamento della consapevolezza, a tutti i livelli, che un'adeguata valutazione e gestione dei rischi può incidere sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda.

Il nostro modello di Risk Management Integrato

Il modello RMI, definito e aggiornato sulla base dei principi e delle best practice internazionali, costituisce parte integrante del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v. pag. 29), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo.



^[1] Eventi potenziali che possono influire sull'attività di Eni e il cui accadimento potrebbe influenzare il raggiungimento dei principali obiettivi aziendali.

La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA) il quale, previo parere del Comitato Controllo e Rischi, definisce le linee di indirizzo nella gestione dei rischi, in modo che i principali rischi di Eni risultino correttamente identificati, adeguatamente misurati, gestiti e monitorati.

Inoltre, il CdA di Eni, nell'esercizio delle proprie responsabilità e del proprio ruolo di indirizzo, determina, previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il grado di compatibilità di tali rischi con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici. A tal fine, l'Amministratore Delegato (AD) di Eni, avvalendosi del processo RMI, sottopone almeno semestralmente all'esame del CdA i principali rischi di Eni, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna Area di Business e dei singoli processi, in modo da realizzare una politica di governo dei rischi integrata; l'AD assicura inoltre l'evoluzione del processo di RMI in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo.

Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi. A tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.

Il nostro processo di Risk Management Integrato

Il modello RMI si esplicita attraverso un processo di gestione integrata del rischio continuo e dinamico che valorizza i sistemi di gestione del rischio già esistenti a livello di Aree di Business e di processi aziendali, promuovendone l'armonizzazione con le metodologie e gli strumenti specifici dell'RMI.

L'avvio del processo di assessment dei rischi prevede la definizione dell'ambito, sulla base degli indirizzi definiti dal CdA, ossia l'individuazione delle funzioni/unità organizzative e, ove necessario, dei processi di Eni SpA e delle Società Controllate che si prevede contribuiranno in termini rilevanti al raggiungimento degli obiettivi di Eni, e il relativo management da coinvolgere nel processo RMI. Nel corso del 2013 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Interim top risk assessment che ha riguardato l'aggiornamento e l'approfondimento sull'identificazione, valutazione e trattamento dei top risk emersi dal risk assessment 2012, mentre nel secondo semestre è stato svolto il secondo ciclo di risk assessment annuale che ha coinvolto tredici società controllate. Sono state inoltre individuate e condivise con il management le linee di azione strategiche e attività di trattamento per la mitigazione/gestione dei principali rischi emersi dall'assessment, coerentemente con le evoluzioni del contesto interno/esterno e della strategia di Eni.

È stato inoltre svolto il primo ciclo di monitoraggio sui top risk di Eni evidenziati nel 2012. Il monitoraggio dei principali rischi e dei relativi piani di trattamento attraverso opportuni indicatori (Key Risk Indicator, Key Control Indicator, Key Performance Indicator) consente di individuare aree di miglioramento attinenti alla gestione dei principali rischi, di analizzarne l'andamento nonché lo stato di implementazione di ulteriori azioni di trattamento poste in essere dal management (anche con riferimento all'adeguamento e sviluppo dei modelli di risk management), e individuare tempestivamente l'insorgere di nuovi rischi.

I risultati delle attività di assessment e di monitoraggio sono stati presentati al comitato rischi e agli organi di amministrazione e controllo secondo le modalità previste dalla MSG RMI (informativa RMI semestrale e informativa RMI annuale).

Nella tabella seguente sono sintetizzati i principali rischi di Eni rispetto agli obiettivi aziendali, con l'eccezione del rischio scenario, relativo alla variabilità del risultato operativo legata alla fluttuazione dei prezzi del greggio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi. Per una descrizione più approfondita di questi rischi, oltre che di ulteriori fattori di incertezza di rilevanza inferiore, si rimanda alla sezione Fattori di rischio e incertezza.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Risk Management

Obiettivi, rischi e azioni di trattamento				
Obiettivi aziendali	Categoria di rischio	Principali eventi di rischio	Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza	Azioni di trattamento
Redditività aziendale	Rischio Paese	Instabilità politica sociale nelle aree di presenza che può sfociare in atti violenti, sabotaggio, attentati, con interruzioni e perdite di produzione e interruzioni nelle forniture gas via pipe.	Pag. 99	Bilanciamento della presenza geografica attraverso la progressiva espansione in aree a contenuto rischio socio-politico, mantenimento di relazioni efficaci e durature con i Paesi produttori e gli stakeholder locali anche attraverso progetti di sviluppo sostenibile; piani di gestione e prevenzione delle emergenze in tema security.
Redditività aziendale	Rischio Paese	Difficoltà di reperire risorse adeguate in contesti che impongono l'utilizzo di fornitori locali (Local Content), con ricadute sul time-to-market delle riserve.	Pag. 99	Definizione, in fase di pianificazione del progetto, delle strategie contrattuali e di procurement, di Early Local Content Plan e adeguati contingency plan, impegno continuo nei confronti delle Autorità competenti al fine di concordare i requisiti di Local Content, selezione e valutazione tecnica dei fornitori locali, training risorse locali.
Redditività aziendale	Rischio strategico	Inadeguata performance del contractor (e subcontractor), in particolare nei grandi progetti EPC, con impatti della redditività dei progetti.	Pag. 100	Strategie contrattuali specifiche (long-term commitment, criteri di incentivi/penali), gestione diretta dei Work Packages e delle interfacce tra i contrattisti, in-sourcing e controllo diretto delle fasi critiche di progetto, presidio continuo e controllo attivo dei contrattisti, esecuzione di technical review ed implementazione di quality plan.
Redditività aziendale	Rischio strategico	Finalizzazione dei negoziati petroliferi e commerciali con modalità e tempistiche non in linea con quanto pianificato.	Pag. 99	Monitoraggio elementi esogeni del Paese che possono influenzare i negoziati (elezioni, crisi economiche, cambi di regime, ecc.), contatti frequenti con First Party e Partner, benchmarking con elementi contrattuali e negoziali raccolti da altri progetti e contesti.
Redditività aziendale	Rischio strategico	Fondamentali del settore europeo del gas e disallineamento dei costi dei contratti long-term ai benchmark di vendita, rischio volumi con impatti sulla redditività delle vendite.	Pag. 103-104	Rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento gas in termini di volumi e prezzi, possibilità di attivare degli arbitrati internazionali in caso di fallimento delle attività di negoziazione.
Redditività aziendale	Rischio finanziario	Rischio di credito commerciale.	Pag. 99	Valutazione preventiva affidabilità clienti. Presidi organizzativi e normative dedicati al rischio credito, iniziative/progetti specifici per gestire le situazioni più critiche e ricorso a fattorizzazione.

Obiettivi aziendali	Categoria di rischio	Principali eventi di rischio	Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza	Azioni di trattamento
Redditività aziendale	Rischi operativi e connessi rischi HSE	Rischi di blow-out e altri incidenti rilevanti agli impianti di estrazione, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici nel trasporto degli idrocarburi via mare e via terra (es. incendi / esplosioni, ecc.), con impatti sui risultati, il cash flow, la reputazione e le strategie.	Pag. 100-103	"Real time monitoring" delle fasi di perforazione dei pozzi, aumento operatorship, sviluppo tecnologico mirato e piani di gestione dell'emergenza. Sistemi di gestione della sicurezza, ottenimento di certificazioni e implementazione di un corpo procedurale in materia HSE; audit periodici degli impianti. Gestione e monitoraggio continuo delle operazioni di shipping e degli operatori terzi.
Redditività aziendale	Rischi operativi e connessi rischi HSE	Contenziosi in materia ambientale ed evoluzione normativa HSE con l'emergere di contingent liabilities, con impatti sui costi operativi ed extra costi attività di bonifica.	Pag. 100-103	Presidio delle attività di bonifica dei siti e monitoraggio dell'efficacia delle attività, sviluppo di tecnologie di risanamento, dialogo con le Pubbliche Amministrazioni per le problematiche di ottenimento autorizzazioni attività di bonifica e lo sviluppo del territorio. Presenza di un Sistema Integrato di Gestione HSE, allineamento del corpo normativo aziendale alle nuove leggi in materia, formazione e audit tecnici gestiti da HSE.
Riduzione leverage	Rischio strategico	Downgrading rating Eni connesso al potenziale downgrade del rating sovrano italiano.	Pag. 99	Perseguimento di obiettivi di solidità finanziaria attraverso il mantenimento di una riserva di liquidità lorda, commisurata ai rischi di business e di rifinanziamento del debito, nonché di un adeguato livello di leverage, approvazione di soglie specifiche relative ai principali rischi finanziari in CdA, dialogo continuo con investitori e società di rating.
Sicurezza lavoratori e asset integrity	Rischio Paese	Rischio di security nelle aree geografiche di interesse strategico Eni, con interruzioni e perdite di produzione.	Pag. 99	Presidio continuo da parte di strutture organizzative dedicate, sistema di gestione della security e completamento delle attività di assessment dei rischi di security sulla totalità dei siti, attività di formazione sui temi security.
Sviluppo locale e rapporti con stakeholder	Rischio strategico	Percezione negativa di alcuni stakeholder locali e internazionali sulle attività dell'industry Oil & Gas.	Pag. 101	Sviluppo di un modello di comunicazione che valorizzi l'impegno profuso da Eni per uno sviluppo sostenibile, conseguimento delle certificazioni ISO 14001 e QHSAS 18001 da parte di tutte le controllate E&P con rischi HSE significativi, impegno continuo per la riduzione dell'impatto ambientale causato dalle operations e per garantire l'accesso all'energia nei Paesi in via di sviluppo.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Governance

governance

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance¹, elemento fondante del modello di business della Società. Il sistema di Governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo.

Eni, quale prima Società italiana per capitalizzazione, è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato. A tal fine, Eni ripone la massima attenzione nella comunicazione con i propri stakeholder, tenendo conto delle esigenze da essi manifestate e assicurando un impegno costante per l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti, nello sviluppo di un dialogo aperto che favorisca la reciproca comprensione. In tale contesto, nel 2013 il Presidente del Consiglio di Amministrazione di Eni ha promosso un ciclo di incontri con gli investitori istituzionali e i principali "proxy advisor" in Europa e negli Stati Uniti per favorire la piena comprensione del sistema di "corporate governance" di Eni, anche in relazione ai diversi modelli normativi di riferimento.

La struttura di Corporate Governance di Eni

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che — fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti — attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione.

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli azionisti attraverso il meccanismo del voto di lista. Tre consiglieri e due sindaci, fra cui il Presidente del Collegio, sono nominati da azionisti diversi da quelli di controllo, garantendo così alle minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Anche il numero di Amministratori indipendenti previsto nello Statuto di Eni è superiore rispetto alle disposizioni di legge e, di fatto, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7² dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) è superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina così come al numero medio presente nelle Società quotate italiane. La struttura del Consiglio è bilanciata anche con riferimento alle diverse professionalità ed esperienze degli Amministratori, maturate in imprese operanti prevalentemente nel settore industriale, bancario ovvero finanziario. A partire dal rinnovo del 2014, nella composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale sarà anche assicurata l'equilibrata rappresentanza dei generi, prevista dalla legge e dallo Statuto³.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Amministratore Delegato e ha attribuito al Presidente le deleghe statutarie per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e accordi internazionali di rilevanza strategica.

Il Consiglio ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi⁴, il Compensation Committee⁵, il Comitato per le nomine e l'Oil-Gas Energy Committee, i quali riferiscono a ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati. Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società:

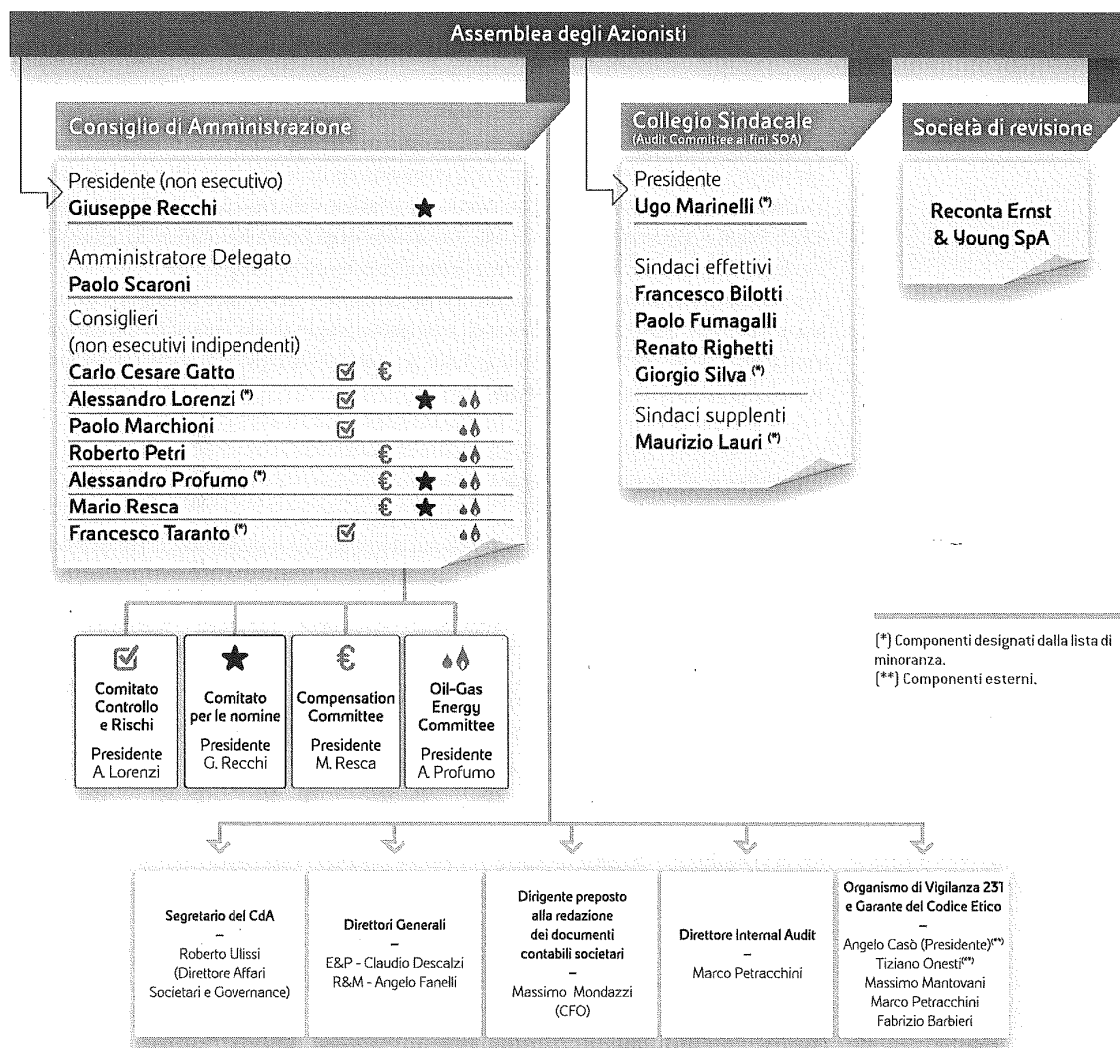
(1) Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

(2) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi sia di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia, sia delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina.

(3) In particolare, si tratta di almeno 1/5 di componenti riservati, nel primo mandato, al genere meno rappresentato e di 1/3 nei successivi due mandati. La stessa composizione è prevista dalla legge con riferimento agli organi delle Società controllate italiane non quotate, ma il Consiglio di Amministrazione di Eni ha previsto che sin dai rinnovi 2012 fosse presente almeno un 1/3 di donne rispetto alle nomine di competenza del socio Eni.

(4) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la previsione del Codice di Autodisciplina che ne raccomanda uno soltanto.

(5) Il regolamento del Compensation Committee prevede che almeno un componente possieda adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina.



I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia Governance, sostenibilità⁶, controllo interno e gestione dei rischi.

Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. Successivamente alla nomina degli organi sociali, Eni ha predisposto un programma di Induction⁷ e ulteriori iniziative di formazione, inclusa la visita ai siti operativi di maggior interesse nel 2013 in Venezuela. I consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione, e il Presidente assicura che ciascun Am-

[6] In particolare, il Consiglio si è riservato la definizione delle politiche di sostenibilità, i cui risultati sono comunicati in modo integrato con quelli economico finanziari e inclusi nella Relazione Finanziaria Annuale, nonché l'esame e approvazione della rendicontazione in materia non ricompresa nel reporting integrato.

[7] In continuità con l'iniziativa avviata nel 2012, nel corso del 2013 Eni ha realizzato un piano di formazione anche per i nuovi componenti degli organi di amministrazione delle proprie Società controllate italiane, assicurandone altresì la progressiva estensione alle Società controllate e partecipate estere, con un particolare approfondimento sull'integrità aziendale.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Governance

ministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale.

In vista dell'approvazione da parte del Consiglio delle linee strategiche della Società, viene organizzato annualmente uno "Strategy Day" per approfondire e discutere i temi rilevanti. Il Consiglio può contare, al riguardo, sull'attività istruttoria del comitato Oil-Gas Energy Committee. Le attività formative e informative del Consiglio nell'ultimo anno sono state finalizzate in particolare ad approfondire compiti e responsabilità del Consiglio in relazione ai controlli e ai rischi aziendali. La Società ha deciso inoltre di partecipare alla fase pilota del Global Compact LEAD Board Programme⁹, dedicato alla formazione degli Amministratori sulle tematiche di sostenibilità, avendo contribuito attivamente allo sviluppo del programma.

Fra i compiti più rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e controllo aziendali, quali i Direttori Generali, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Direttore Internal Audit. A tal fine, il Consiglio può avvalersi dell'attività istruttoria del Comitato per le nomine.

La politica di remunerazione

La politica sulla remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni, in linea con le raccomandazioni di autodisciplina e le best practice in materia, è definita in modo tale da attrarre persone di elevato profilo professionale e manageriale, e da allineare l'interesse del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti nel medio/lungo periodo.

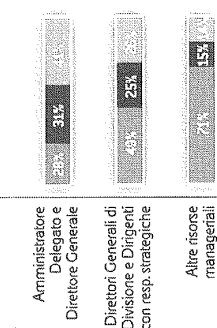
A tal fine, la struttura della remunerazione del top management di Eni è definita in relazione al ruolo e alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per posizioni analoghe, un panel di imprese comparabili con Eni per dimensione e complessità, ed è composta da un equilibrato mix di componenti fisse e di componenti variabili.

Nell'ambito della politica di remunerazione Eni per i ruoli esecutivi, particolare rilevanza assume la componente variabile collegata ai risultati conseguiti, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico/finanziari, di sviluppo del business e operativi, definiti in un'ottica di sostenibilità dei risultati, in coerenza con il Piano Strategico della Società. La remunerazione variabile dei ruoli con maggiore influenza sui risultati aziendali è inoltre caratterizzata da una significativa incidenza delle componenti di incentivazione di lungo termine, attraverso un adeguato differimento degli incentivi in un orizzonte temporale almeno triennale in coerenza con la natura di lungo termine del business esercitato.

Per quanto riguarda in particolare le tematiche di sostenibilità, gli obiettivi dell'Amministratore Delegato, ai fini della valutazione della performance annuale, comprendono, per il 2014, il mantenimento della presenza di Eni nei principali indici di sostenibilità nonché lo sviluppo di un programma di "Integrity Culture". Gli obiettivi dei Direttori Generali di Divisione e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche sono assegnati in relazione al perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto, anche in termini di salute e sicurezza, tutela ambientale, relazioni con gli stakeholder.

La politica sulla remunerazione è descritta nella prima sezione della Relazione sulla remunerazione disponibile sul sito internet della Società (www.eni.com) ed è sottoposta, con cadenza annuale, al voto consultivo degli azionisti in Assemblea⁹.

Pay-mix



■ Remunerazione fissa
■ Variabile a breve
■ Variabile a lungo

[8] Eni è componente del Lead Group Global Compact UN.

[9] In particolare, Eni ha confermato nel 2013, l'ottimo consenso registrato già nel 2012 sulle proprie politiche di remunerazione, in quanto, a fronte di un sensibile aumento della partecipazione in Assemblea (il 61,08% del capitale sociale contro il 56,4% del 2012), ha espresso voto favorevole il 96,2% delle azioni presenti, in aumento di circa 3,6 punti percentuali rispetto al 2012.