

8.5 Il consolidato di sostenibilità

CRITERI DI REDAZIONE

Nel 2010, dopo la quarta edizione di un separato bilancio annuale di sostenibilità, Eni ha impostato l'elaborazione di un bilancio integrato¹³³, per porre in evidenza come la sostenibilità sia ricompresa nelle strategie dell'azienda. Il documento si rivolge, principalmente, alla comunità finanziaria per rappresentare come la Società crei valore sostenibile attraverso la gestione integrata del business, evidenziando le connessioni tra fattori finanziari e non finanziari e gli impatti degli stessi sulle performance di lungo periodo. Il reporting Eni ha ottenuto il livello di applicazione del G.R.I.¹³⁴ A+.

Nel 2011, Eni ha proseguito lungo tale linea, prevedendo, nella relazione sulla gestione della Relazione Finanziaria Annuale, la presentazione di informative finanziarie e di sostenibilità e corredando la relazione annuale di una specifica sezione intitolata "Consolidato di Sostenibilità", che riporta i principali indicatori sostenibilità.

In particolare, il reporting di sostenibilità 2011 comprende: la Relazione Finanziaria Annuale (RFA) o Bilancio integrato (che contiene le informative di sostenibilità di maggior rilievo) ed il documento "Eni for 2011", che evidenzia la performance ed i sistemi di gestione della sostenibilità oltre che il contributo di Eni agli Obiettivi del Millennio delle Nazioni Unite.

Il reporting 2011 del Gruppo, è predisposto in conformità con le "Linee guida per il reporting di sostenibilità, versione 3.1" emesse dal G.R.I., con particolare riferimento ai principi della materialità, della completezza, dell'inclusività degli stakeholder e del contesto di sostenibilità.

MATERIALITÀ E INCLUSIVITÀ DEGLI STAKEHOLDER

L'analisi di materialità è volta a definire i temi più rilevanti per l'azienda e per i principali stakeholder di riferimento.

Il livello di interesse e la significatività esterna degli argomenti, derivano dal contesto nel quale Eni opera, dall'evoluzione delle tendenze che caratterizzano non solo il settore energetico ma anche l'intero panorama internazionale e dagli impegni assunti da Eni a livello internazionale.

¹³³ Secondo le indicazioni dell'International Reporting Committee e delle Associazioni Professionali, i principi indicati nelle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines, definite nel 2006 dal Global Reporting Initiative

¹³⁴ Global Reporting Iniziative

Gli stakeholder considerati nella definizione della materialità comprendono agenzie di rating, istituzioni, governi, associazioni internazionali, ONG, persone di Eni.

Il livello di significatività interno delle tematiche di sostenibilità è, invece, determinato sulla base dell'analisi della strategia di breve e lungo termine, osservata anche alla luce della performance di sostenibilità relativa all'anno di rendicontazione.

PERIMETRO DI REPORTING E CONTESTO DI SOSTENIBILITÀ

Il consolidato di sostenibilità contiene gli indicatori di performance a livello consolidato Eni, del periodo 2009-2011 ed il commento al trend dei principali indicatori di Sostenibilità nel triennio di riferimento.

Le relative informazioni si riferiscono a Eni SpA ed alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento coincide con quello del Bilancio Consolidato 2011, ad eccezione di alcuni dati espressamente indicati nel testo.

PRINCIPI DI GARANZIA DI QUALITÀ DEL REPORTING DI SOSTENIBILITÀ

I dati del consolidato di sostenibilità relativi alle performance, raccolti attraverso un apposito sistema informativo, sono rivolti a fornire un quadro delle azioni e delle caratteristiche dell'azienda. Le informazioni di sostenibilità sono sottoposte alla certificazione di una società indipendente, verificatrice del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 del Gruppo Eni.

METODOLOGIE DI CALCOLO

Si riporta di seguito la metodologia di calcolo del Valore Aggiunto.

Il Valore Aggiunto rappresenta la ricchezza generata dall'azienda nello svolgimento delle proprie attività, con riferimento, ai dipendenti (remunerazione diretta costituita da salari, stipendi e TFR e remunerazione indiretta costituita dagli oneri sociali); alla Pubblica Amministrazione (imposte sul reddito); ai finanziatori (interessi a medio e lungo termine versati per la disponibilità del capitale di credito); agli azionisti (dividendi distribuiti); all'azienda (quota utile reinvestito).

Il prospetto che segue riassume il trend del valore aggiunto nell'ultimo triennio:

<i>(milioni di euro)</i>	2009	2010	2011
Valore aggiunto distribuito totale	17.341	22.349	24.381
- di cui alle risorse umane	4.515	5.043	4.982
- di cui agli azionisti	3.972	4.136	4.339
- di cui agli Stati e alle Pubbliche Amministrazioni	6.756	9.157	10.674
- di cui ai finanziatori	753	766	922
- di cui al sistema impresa	1.345	3.247	3.464

Il valore aggiunto, nel 2011, è stato pari a 24.381 milioni di euro, in aumento rispetto al periodo precedente per l'incremento del risultato operativo sostenuto dalla crescita del prezzo del petrolio e dell'impegno per il recupero della produzione libica.

E' stato così ripartito:

- 44% allo Stato e Pubbliche amministrazioni, attraverso le imposte sul reddito sia di imprese italiane che di imprese estere;
- 20% alle risorse umane (remunerate attraverso salari, stipendi e oneri sociali);
- 18% agli azionisti (remunerati attraverso la distribuzione dei dividendi);
- 14% al sistema impresa (remunerato attraverso la quota di utile netto reinvestito in azienda);
- 4% ai finanziatori (remunerati attraverso gli oneri finanziari).

INFORMATIVA SULLE MODALITÀ DI GESTIONE

Modello di gestione della Sostenibilità

Il modello Eni è disciplinato da un sistema normativo a presidio di tutti i processi del Gruppo. Il modello organizzativo prevede che la funzione Sostenibilità svolga funzioni di coordinamento, indirizzo, reporting e di gestione delle relazioni con gli stakeholder ed il territorio.

La gestione della sostenibilità è governata al sistema normativo Eni, composto da disposizioni di legge, dallo Statuto, del Codice Etico, dal Codice di Autodisciplina e dal CoSo Report e nel quale sono individuati specifici ruoli e responsabilità. Ogni anno Eni definisce gli obiettivi prioritari e le aree di miglioramento di Sostenibilità, indicate nel piano di Sostenibilità pluriennale, attraverso l'analisi dello scenario internazionale, delle esigenze degli Stakeholder, degli impegni presi e della performance dell'azienda.

Obiettivi, performance, monitoraggio e follow-up

Il piano industriale dell'azienda recepisce gli obiettivi prioritari di sostenibilità e li declina in progetti concreti. La realizzazione dei progetti relativi agli obiettivi prioritari è supportata da incentivi economici. Lo stato di avanzamento dei progetti e il raggiungimento degli obiettivi sono monitorati dalla funzione Sostenibilità.

Al fine di gestire i propri impatti e di monitorare le proprie performance, Eni si

è dotata di un sistema di reporting di sostenibilità che valuta periodicamente gli obiettivi ed i risultati raggiunti.

Formazione ed informazione

Eni ha pianificato percorsi di formazione e di sensibilizzazione sui diversi aspetti legati alla sostenibilità rivolti ai vari target di popolazione aziendale.

Anche per i componenti del Consiglio di Amministrazione sono previste iniziative specifiche di formazione e sensibilizzazione sui temi legati alla sostenibilità attraverso la board induction.

INFORMAZIONI ADDIZIONALI

La strategia Eni di crescita e di creazione di valore sostenibile concerne, tra gli altri, i seguenti settori e materie

Ambiente

Eni aggiorna, costantemente, un sistema di gestione integrato salute, sicurezza e ambiente (HSE), che costituisce il riferimento per tutte le unità produttive e prevede un'attività sistematica di audit integrati. Il coordinamento delle tematiche HSE è effettuato dal Comitato di Coordinamento HSE, presieduto dal Responsabile Sicurezza Salute ed Ambiente di Eni e composto dai Responsabili della funzione HSE delle unità di business.

Condizioni di lavoro e sicurezza della collettività

La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario nello svolgimento delle attività di Eni, che gestisce la salute e la sicurezza delle persone secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo, responsabilizzando tutti i livelli aziendali.

Diritti umani

Dal 2007 Eni si è dotata di una Linea Guida che regola gli aspetti di tutela e promozione dei diritti umani in tutte le azioni dell'azienda, a seguito della quale, è stato avviato il progetto Human Rights Compliance Assessment e, nel 2011, è stato istituito un Gruppo di Lavoro sui Diritti Umani per la realizzazione della due diligence e delle altre indicazioni contenute nei Guiding Principles dell'ONU.

Società civile

Eni valuta i vari impatti generati dalle proprie attività, assicurandone la mitigazione ed attuando processi di miglioramento. Dal 2008 è stato integrato nel sistema di gestione HSE, uno standard dedicato all'Environmental and Social Impact Assessment (ESIA) da applicare a tutti i nuovi progetti.

E' stata anche creata l'Anti-Corruption Legal Support Unit (ACLSU) che svolge attività di consulenza ed assistenza specialistica in materia di anti-corruzione per le persone di Eni e delle sue controllate non quotate.

Responsabilità di prodotto

Le politiche commerciali di Eni sono finalizzate ad assicurare la qualità dei beni e dei servizi, la sicurezza e la tutela della privacy. Eni è anche impegnata nel consolidamento del sistema di relazioni con le Associazioni dei consumatori al fine di garantire un dialogo costante ed immediato. Ognuno dei prodotti petroliferi, petrolchimici e loro derivati venduti ha una scheda dati sicurezza conforme allo standard europeo fissato dal Regolamento REACH.

LE SPESE PER IL TERRITORIO

Nel 2011 la spesa complessiva, a favore del territorio è ammontata a circa 102 milioni di euro ed ha riguardato gli investimenti a favore delle comunità, le liberalità, le quote di adesione ad organismi associativi, le sponsorizzazioni, i contributi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e ad Eni Foundation. Circa 70 milioni di euro (il 70% del totale) sono stati investiti in progetti "sociali" per favorire e promuovere lo sviluppo delle comunità e dei Paesi di cui Eni è ospite, stabiliti nell'ambito di accordi o convenzioni con gli stakeholder locali. La spesa è diminuita nel 2011 per effetto dell'interruzione delle attività in Libia a seguito degli eventi bellici della scorsa primavera.

CAMBIAMENTO CLIMATICO

		2009	2010	2011
Emissioni dirette di GHG	(ton CO ₂ eq)	57.694.175	60.642.340	51.099.412
- di cui CO ₂ equivalente da flaring		13.839.353	13.834.988	9.553.894
- di cui CO ₂ equivalente da venting		2.182.202	2.340.021	1.033.017
- di cui CO ₂ equivalente da CH ₄ (metano)		5.085.309	5.461.211	4.498.120
- di cui CO ₂ da combustione e da processo	(ton)	36.587.311	39.006.120	36.014.381
Emissioni indirette di GHG da acquisti da altre società (Scope 2)	(ton CO ₂ eq)	1.564.779	1.568.361	1.757.463
Emissioni indirette di CO ₂ da vendite di prodotti (Scope 3)	(mln ton)	318,012*	304,302*	299,879
Volume di gas inviato a flaring	(MSm ³)	6.359,44	6.226,00	4.433,00
Volume di gas inviato a venting		17,50	30,69	26,32
Emissioni di CO ₂ eq / produzione di idrocarburi 100% operata netta	(tonCO ₂ eq/tep)	0,245	0,245	0,206
Emissioni di CO ₂ eq/kWheq (EniPower)	(kgCO ₂ eq/kWheq)	0,410	0,407	0,410
Emissioni di CO ₂ eq/gas distribuito (Italgas)	(tonCO ₂ eq/Mm ³)	87,68	92,86	87,00
Emissioni di CO ₂ eq/uEDC (R&M)	(tonCO ₂ eq/kbbl /SD)	1,240	1,284	1,230
Impianti Eni soggetti all'EU ETS	(numero)	59	59	59
Emissioni di CO ₂ da impianti Eni soggetti all'EU ETS	(tonCO ₂ eq)	24.806.516	26.138.557	24.226.969
Quote allocate agli impianti Eni soggetti all'EU ETS		25.900.339	26.972.447	26.375.552

* La serie storica è stata rivista includendo oltre alle emissioni di CO₂ da vendite di prodotti anche le emissioni da attività appaltate a terzi da E&P

Nel 2011, le emissioni di gas serra si sono ridotte del 16% rispetto al 2010. La riduzione maggiore si è registrata nelle attività della Divisione E&P, le cui emissioni di CO₂equivalente da flaring e da venting si riducono rispettivamente del 31% e del 56% rispetto al 2010.

Tale risultato è in linea con i programmi di flaring down, i quali prevedono importanti investimenti allo scopo di pervenire all'abbattimento, entro il 2015, dell'80% del flaring rispetto al volume bruciato nel 2007. In ambito Emission Trading (ETS), nel 2011 le emissioni di gas serra sono inferiori del 7% rispetto al 2010, tutti i settori coinvolti hanno registrato un andamento decrescente.

EMISSIONI IN ATMOSFERA

		2009	2010	2011
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	ton NO _x eq	112.263	107.724	98.117
Emissioni di NO _x /produzione di idrocarburi 100% operata netta	ton NO _x eq/ktep	0,565	0,503	0,486
Emissioni di NO _x /kWheq (EniPower)	q NO _x eq/kWheq	0,193	0,195	0,165
Emissioni di NO _x /lavorazioni di greggio e semilavorati (raffinerie R&M)	ton NO _x eq/ktton	0,31	0,29	0,27
Emissioni di SO _x (ossi di zolfo)	ton SO _x eq	45.988	50.085	37.940
Emissioni di SO _x /produzione di idrocarburi 100% operata netta	ton SO _x eq/ktep	0,114	0,103	0,055
Emissioni di SO _x /kWheq (EniPower)	q SO _x eq/kWheq	0,059	0,050	0,037
Emissioni di SO _x /lavorazioni di greggio e semilavorati (raffinerie R&M)	ton SO _x eq/ktton	0,92	1,03	0,91
Emissioni di NMVOC (Non methan volatile organic compounds)	ton	75.392	68.490	46.228
Emissioni di PST (Particolato sospeso totale)		3.973	3.783	3.297
Spese ed investimenti protezione aria	migliaia di euro	279.278	71.715	46.736
- spese correnti		20.390	19.680	16.608
- investimenti		258.888	52.035	30.128

La riduzione delle emissioni di NO_x (-8,9%) è riconducibile essenzialmente al

settore E&P, ma anche ad altri settori, quali G&P (-22,2%), R&M e Petrolchimica (-15%).

Si registra una riduzione delle emissioni totali di SOx di circa il 24% rispetto al 2010. L'andamento è determinato principalmente dai settori E&P e Raffinazione. La diminuzione che si rileva in E&P, di oltre il 50% rispetto all'esercizio 2010, è da ricondursi non solo al calo della produzione libica, ma anche alla riduzione registrata in Kazakhstan presso KPO del gas flared e del consumo di gasolio nei siti a carattere temporaneo.

Nel settore raffinazione (che costituisce circa il 60% del dato consolidato Eni) la variazione (-18% circa rispetto al 2010) è da attribuire sia alla parziale sostituzione dell'olio combustibile con gas naturale, sia ad interventi di risparmio energetico.

LE BONIFICHE E LA TUTELA DEL PAESAGGIO

		2009	2010	2011
Rifiuti da attività di bonifica da smaltire o recuperare/riciclare	(ton)	10.180.216	10.490.267	10.863.767
- di cui pericolosi		3.009.847	3.041.491	2.924.220
- di cui non pericolosi		7.170.369	7.448.776	7.939.547
Spese e investimenti Bonifiche suolo e falda	migliaia di euro	518.041	296.655	336.525
- Spese correnti		325.016	257.749	271.582
- Investimenti		193.025	38.906	64.943

Le attività di bonifica in Italia sono realizzate principalmente attraverso Syndial, società dedicata alla bonifica dei siti contaminati dismessi (68% delle spese nel 2011) seguita da R&M (19%) e dal comparto petrolchimica con l'8%.

Nel 2011 è proseguito il processo di risanamento ambientale dei maggiori siti italiani (Gela, Priolo, Assemini, Pto.Marghera etc.).

Nel 2011 la spesa complessiva per le bonifiche è stata di circa 337 milioni di euro.

Syndial prevede la conclusione nel 2012 del progetto Green Remedation (Porto Torres ha rappresentato il sito "pilota") e delle linee guida del "Green Procurement" per l'introduzione di criteri di eccellenza nella gestione delle bonifiche.

Le attività di bonifica all'estero sono condotte principalmente dalla divisione E&P.

OIL SPILL

		2009	2010	2011
Numero totale di oil spill ^(a)	(numero)	308	330	418
Volume totale di oil spill ^{(a) (b)}	(barili)	21.547	22.964	13.422
- da atti di sabotaggio e terrorismo		15.288	18.695	6.127
- da incidenti		6.259	4.269	7.295
Spese e investimenti Prevenzione spill	migliaia di euro	n.d.	13.655	40.530
- Spese correnti		n.d.	5.699	4.252
- Investimenti		n.d.	7.956	36.278

^(a) Per il settore E&P sono considerati esclusivamente gli oil spill superiori ad un barile

^(b) Per il 2009 il volume totale di spill non comprende il settore Ingegneria & Costruzioni

Il volume complessivo sversato, a seguito di oil spill, è diminuito di circa il 41%, con riferimento, in particolare, alla voce relativa agli atti di sabotaggio (-67%). Per gli oil spill operativi, nel 2011, si è verificato in Algeria, presso Saipem, un evento di oil spill pari a 3.774 barili, per la fuoriuscita di greggio ad alta pressione causata da un mezzo operativo.

9. Considerazioni conclusive

Anche nel 2011, Eni ha conseguito risultati significativi, con un utile netto di 6,86 miliardi di euro (in aumento, rispetto al 2010, dell'1,5%) ed un utile netto adjusted di 6,97 miliardi di euro (in lieve incremento rispetto al 2010, esercizio nel quale era ammontato a 6,87 miliardi di euro).

La crescita del prezzo del petrolio e l'andamento del cambio euro/dollaro, hanno fatto sì che, anche per il decorso esercizio, la migliore performance sia stata quella del settore Exploration & Production, che ha ottenuto un utile operativo adjusted di 16,1 miliardi di euro.

Tale positivo risultato ha compensato sia gli effetti dell'interruzione della produzione in Libia, sia il peggioramento della performance delle divisioni Gas & Power, Refining & Marketing e Petrolchimica, determinato dalla recessione economica e dell'accresciuta concorrenza.

Gli investimenti per 13,8 miliardi di euro e la remunerazione degli azionisti¹³⁵ sono stati coperti da un flusso di cassa netto da attività operative (cash flow) di 14,38 miliardi di euro e da 1,9 miliardi di euro incassati dai disinvestimenti.

Al 31 dicembre 2011, il leverage è risultato di 0,46 (0,47 al termine del 2010) e la remunerazione del capitale investito (Roace) è stata del 9,9% su base adjusted.

Sotto il profilo operativo, si è segnalato nel referto che, a seguito del blocco temporaneo della produzione in Libia, la produzione di idrocarburi, ammontata, complessivamente, a 1,58 milioni di boe/giorno, è diminuita rispetto al 2010. Eni prevede, per il prossimo quadriennio, una crescita media annua del 3%, per pervenire, a fine periodo, alla produzione di 2,03 milioni di boe/giorno.

Al 31 dicembre 2011, le riserve certe di idrocarburi sono state pari a 7,09 miliardi di barili, con una vita residua di 12,3 anni.

Nel settore Gas & Power, la riduzione dei consumi, la concorrenza e gli effetti dell'indisponibilità del gas libico, sono state parzialmente compensate dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento e dall'aumento delle vendite nei principali mercati europei, che ha consentito di pervenire, per le vendite di gas, al risultato di 96,76 miliardi di metri cubi, in linea con quello conseguito nel 2010. L'utile operativo è, comunque, diminuito del 38%.

Rilevante è stato l'aumento delle perdite operative nel settore Refining & Marketing (-535 milioni di euro) causato dal basso livello dei margini di raffinazione e dalla riduzione della domanda di carburanti. Le lavorazioni si sono ridotte dell'8% (32

¹³⁵ E' stato distribuito l'importo di 1,04 euro per azione (a fronte dell'1,00 euro per azione erogato nel 2010), del quale 0,52 euro per azione distribuito nel settembre del 2011

milioni di tonnellate) e le vendite Rete in Italia sono diminuite del 3%:

Anche la Petrolchimica è risultata in difficoltà, avendo fatto registrare una perdita operativa di 276 milioni di euro, per i diminuiti volumi di vendita; è migliorata, invece, la redditività degli elastomeri e degli stirenici, in virtù dell'elevato contenuto tecnologico degli stessi.

Importanti profitti operativi ha ottenuto Saipem, pari a 1,44 miliardi di euro, con ordini per oltre 20 miliardi di euro.

Sotto un profilo più generale, può affermarsi che il 2011 è stato un anno caratterizzato da considerevoli progressi e che ha ingenerato importanti profili di crescita a medio e lungo termine, pur nella difficoltà della situazione economica generale.

Notevoli sono stati i successi esplorativi. In Mozambico (nell'offshore di Mamba), è stato scoperto un eccezionale giacimento, la cui potenzialità, stimata in 1.340 miliardi di metri cubi di gas, fa intravedere elevate possibilità di sviluppo vero l'Asia, ove la domanda ha ritmi in costante crescita. Nel 2011, sono state effettuate altre importanti scoperte in Angola, nel mare di Barents, in Indonesia, nel Ghana, negli Stati Uniti. Sono stati firmati importanti accordi per l'esplorazione di idrocarburi non convenzionali in Cina, Ucraina ed Algeria; sono stati firmati contratti per la fornitura di gas dal Venezuela e dalla Liberia.

Risultato molto importante è stato, nel 2011, quello del ripristino delle attività in Libia, che ha consentito il recupero quasi integrale della produzione antecedente agli eventi bellici (per il 2012 si prevede una produzione di 240 mila boe/giorno, rispetto alle 110 mila boe/giorno del 2011 ed alle 280 mila boe/giorno circa del 2010).

La recessione economica ha avuto ricadute sfavorevoli in specie nei settori del gas, della raffinazione e della petrolchimica.

Quanto, in particolare, alla divisione Gas & Power, la Società sta rinegoziando i principali contratti di approvvigionamento; è stato chiuso il negoziato con la Sonatrach e nel 2012 quello con Gazprom, il cui beneficio economico è retroattivo al 2011.

Si riassumono di seguito le principali risultanze economico-finanziarie del 2011, ponendole a raffronto con quelle ottenute nel 2010.

		2010	2011
Ricavi della gestione caratteristica	(milioni di euro)	98.523	109.589
Utile operativo		16.111	17.435
Utile operativo adjusted		17.304	17.974
Utile netto ^(a)		6.318	6.860
Utile netto adjusted ^(a)		6.869	6.969
Flusso di cassa netto da attività operativa		14.694	14.382
Dividendi pagati nell'esercizio		3.622	3.695
Totale attività		131.860	142.945
Debiti finanziari ed obbligazioni		27.783	29.597
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.728	60.393
Indebitamento finanziario netto		26.119	28.032
Capitale investito netto		81.847	88.425
Numero di azioni in circolazione	Milioni	3.622,7	3.622,7

^(a) Di competenza Eni

Nel 2011, Eni SpA ha conseguito un utile netto d'esercizio di 4,21 miliardi di euro (in diminuzione, rispetto al 2010, del 31,8%) ed un patrimonio netto di 35,2 miliardi di euro (in lieve incremento, rispetto al 2010, esercizio nel quale era ammontato a 34, 7 miliardi di euro);

Anche nel presente referto sono state evidenziate le risultanze dell'ampia attività negoziale posta in essere da Eni, e forniti elementi sul valore complessivo dell'attività di procurement non core nel 2011; sulle tipologie più rilevanti dei vari atti negoziali; sul numero ed il valore dei contratti superiori ai 500.000 euro; sulle procedure di affidamento più utilizzate; sull'attività di audit e sul contenzioso relativo al settore.

La complessa struttura organizzativa è risultata adeguata per una società quale è l'Eni, che realizza la gran parte della propria attività operativa all'estero.

Proprio l'ampiezza e la varietà dell'azione operativa ed i delicati riflessi che ne possono derivare hanno indotto la Società ad impostare, nel tempo, un Sistema di controllo interno che, pur nella sua complessità, si rivela idoneo a supportare ed a seguire con efficienza e tempestività l'attività della Società e del Gruppo, costantemente anche verificandone la coerenza con le numerose previsioni legislative e regolamentari che li riguardano.

Sistema molto articolato che, pur rivelandosi, in concreto, molto efficace, andrebbe valutato al fine di ottimizzarne l'efficienza, anche attraverso una sua semplificazione e razionalizzazione, in linea, peraltro, con le nuove disposizioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate, cui Eni ha aderito con delibera del 26 aprile 2012. Nel Codice è stata, in particolare, enfatizzata la centralità del "rischio" nel

sistema dei controlli e definiti alcuni principi volti alla razionalizzazione del sistema, articolando in modo chiaro ruoli e responsabilità degli attori coinvolti e raccomandando il coordinamento tra gli stessi. Principi che, peraltro, avevano già trovato in Eni una prima attuazione nell'ambito di una serie di iniziative avviata negli ultimi anni ed inquadrabili nel naturale processo evolutivo volto al "miglioramento continuo" dell'efficacia e dell'efficienza del sistema stesso.

Come per il passato, l'attività operativa della Società, ed in specie quella svolta nei Paesi diversi da quelli europei e nordamericani, risulta fortemente condizionata dalla situazione sociale e politica di tali Paesi, frequentemente interessata da cambiamenti del quadro politico, da crisi economiche, da conflitti sociali ed internazionali, da sabotaggi, da modifiche unilaterali delle previsioni contrattuali, da variazioni della fiscalità, ecc..

Si è cennato, nel precedente referto, agli effetti che sull'attività operativa della Società potranno derivare, in un prossimo futuro, dal decreto legislativo n. 93/2011 di recepimento della direttiva 2009/073/CE, che ha previsto l'adozione da parte di Snam Rete Gas, del modello I.T.O. (Independent Transmission Operator) e cioè della cosiddetta "separazione funzionale rafforzata", che rende più stringente l'unbundling già operante nel gruppo Eni.

Nella presente relazione sono stati evidenziati i principali profili di tale complessa operazione, che è stata in concreto avviata nel 2012, con l'adozione (ai sensi dell'art. 15 del D.L. n. 1/2012, convertito nella Legge n. 27/2012) del D.P.C.M. in data 25 maggio, che ha disposto che Eni proceda alla riduzione della propria partecipazione azionaria in Snam (anche al fine di assicurare la più ampia diffusione dell'azionariato tra i risparmiatori), cedendo alla Cassa Depositi e Prestiti una quota non inferiore al 25,1% del capitale di Snam ed, in un periodo successivo, la quota residua.

In attuazione di tali previsioni, Eni cederà alla Cassa Depositi e Prestiti una quota di controllo del capitale Snam pari a circa il 30% meno 1 azione (n. 1.013,6 milioni di azioni), a fronte di un corrispettivo convenuto in 3,47 euro per azione (per un totale di 3.517 milioni di euro).

Nel prossimo referto potranno fornirsi elementi più dettagliati sull'operazione, che il CdA di Eni ha approvato il 30 maggio 2012.

Nel 2011, non si è addivenuti alla definizione della transazione globale in materia ambientale avviata negli anni decorsi, di cui si è riferito nel precedente referto.

La transazione concerne il risanamento di nove "siti di interesse nazionale"

(Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela) dai rilevanti danni prodotti nel tempo (peraltro non addebitabili all'azione di Eni o di società da questa controllate).

Le trattative per la conclusione dell'operazione sono state riprese con il nuovo Governo, che ha confermato l'interesse alla stessa, sulla base di un'impostazione che privilegia gli interventi di ripristino in luogo del risarcimento in denaro.

Quanto sopra evidenziato – come operato nel precedente referto -, si riassumono, brevemente, di seguito, le prospettive per il 2012.

Nel 2012 sono prevedibili elementi di incertezza a causa del permanere di difficoltà per la ripresa economica e della volatilità dei mercati. Il prezzo del petrolio dovrebbe mantenersi su livelli consistenti, anche in seguito all'aumento dei consumi dell'economia cinese e dei Paesi emergenti.

Scarse appaiono le prospettive di ripresa della domanda del gas, mentre dovrebbe permanere l'eccesso dell'offerta; anche i margini di raffinazione (settore R&F) rimarranno bassi ed il consumo di carburante in diminuzione.

Per il prossimo quadriennio Eni prevede di investire 59,6 miliardi di euro (+11% rispetto al precedente piano quadriennale), anche nella prospettiva dell'avvio degli importanti progetti in Mozambico, Nigeria e Norvegia.

L'obiettivo della crescita della produzione di idrocarburi è di 2,03 milioni di barili/giorno per il 2015.

Sono stimate favorevoli le prospettive nel settore Ingegneria & Costruzioni, che conta su di un know low di livello mondiale e su di un solido portafoglio di commesse.

Provvedimenti legislativi e normativi

Si fa menzione, di seguito, solo dei più rilevanti dei numerosi provvedimenti legislativi e normativi, sia nazionali che comunitari, che, nel 2011, hanno recato disposizioni di interesse per l'attività:

- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 19 gennaio 2011**, recante "Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 4 febbraio 2011**, recante "Procedure operative di attuazione del decreto 21 gennaio 2011 e modalità di svolgimento delle attività di stoccaggio e di controllo, ai sensi dell'articolo 13, comma 4 del decreto 21 gennaio 2011.
- ✓ **Legge 26 febbraio 2011, n. 10**, di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 29 dicembre 2010, n. 225, recante "Proroga di termini previsti da disposizioni legislative e di interventi urgenti in materia tributaria e di sostegno alle imprese ed alle famiglie";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 19 febbraio 2011**, recante "Determinazione degli ambiti territoriali, nel settore della distribuzione del gas naturale";
- ✓ **Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28**, recante "Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 4 marzo 2011**, recante "Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 22 marzo 2011**, recante "Procedure operative di attuazione del decreto ministeriale del 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'art. 15, comma 5, del decreto ministeriale 4 marzo 2011;
- ✓ **Decreto Legislativo 11 aprile 2011, n. 61**, recante "Attuazione della Direttiva 2008/114/CE recante l'individuazione e la designazione delle infrastrutture critiche europee e la valutazione della necessità di migliorarne la protezione";

- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico dell'11 maggio 2011**, recante "Determinazione delle scorte obbligatorie di prodotti petroliferi per l'anno 2011";
- ✓ **Legge 23 maggio 2011, n. 73**, di conversione in legge del Decreto Legge 25 marzo 2011, n. 26, recante "Misure urgenti per garantire l'ordinato svolgimento delle assemblee societarie annuali";
- ✓ **Legge 26 maggio 2011, n. 75**, di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 31 marzo 2011, n. 34, recante "Disposizioni urgenti in favore della cultura, in materia di incroci tra settori della stampa e della televisione, di razionalizzazione dello spettro radioelettrico, di moratoria nucleare, di partecipazioni della Cassa depositi e prestiti, nonché per gli enti del Servizio sanitario nazionale della regione Abruzzo";
- ✓ **Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93**, recante "Attuazione delle Direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE, relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 28 giugno 2011**, concernente "Riduzione temporanea delle scorte obbligatorie di prodotti petroliferi a seguito della crisi libica";
- ✓ **Decreto del Presidente della Repubblica 11 luglio 2011, n. 157**, recante "Regolamento di esecuzione del Regolamento CE n. 166/2006, relativo all'istituzione di un Registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti e che modifica le direttive 91/689/CEE e 96/61/CE";
- ✓ **Legge 12 luglio 2011, n. 106**, di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 13 maggio 2011, n. 70, concernente "Semestre europeo - Prime disposizioni urgenti per l'economia";
- ✓ **Legge 15 luglio 2011, n. 111**, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 6 luglio 2011, n. 98, recante "Disposizioni urgenti per la stabilizzazione finanziaria";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 22 luglio 2011**, concernente "Modifica dell'art. 4, comma 3, del decreto 6 agosto 2010, per la vendita delle aliquote di prodotto della produzione di gas nel territorio nazionale e royalties, destinate allo Stato";

- ✓ **Decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151**, recante "Regolamento semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'art. 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 2 agosto 2011**, concernente "Aggiornamento delle procedure per il rilascio delle autorizzazioni all'importazione di gas naturale, in attuazione dell'art. 28 del decreto-legislativo del 1° giugno 2011, n. 93";
- ✓ **Decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159**, concernente "Codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione, nonché nuove disposizioni in materia di documentazione antimafia, a norma degli artt. 1 e 2 della legge 13 agosto 2010, n. 136";
- ✓ **Decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 165**, concernente "Attuazione della direttiva 2009/18/CE che stabilisce i principi fondamentali in materia di inchieste sugli incidenti nel settore del trasporto marittimo e che modifica le direttive 1999/35/CE e 2002/59/CE";
- ✓ **Legge 14 settembre 2011, n. 148**, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, recante "Ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo";
- ✓ **Decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162**, concernente "Attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nonché modifica delle direttive 85/337/CEE, 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del Regolamento CE n. 1013/2006";
- ✓ **Decreto del Presidente della Repubblica 14 settembre 2011, n. 177**, concernente "Regolamento recante norme per la qualificazione delle imprese e dei lavoratori autonomi operanti in ambienti sospetti di inquinamento o confinanti, a norma dell'art. 6, comma 8, lettera g), del decreto-legislativo 9 aprile 2008, n. 81";
- ✓ **Legge 12 novembre 2011, n. 183**, recante "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge di stabilità 2012)";
- ✓ **Legge 24 marzo 2012, n. 27**, di conversione del decreto-legge del 24 gennaio 2012, n. 1, recante "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività";
- ✓ **Legge 11 maggio 2012, n. 56**, di conversione in legge, con modificazioni, del